



COMUNE DI  
LOREO



REGIONE DEL VENETO



PROVINCIA DI  
ROVIGO



## IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COMPOSTO DA DUE SEZIONI DI PRODUZIONE E SISTEMA DI ACCUMULO (STORAGE SYSTEM)

ALLEGATO		TITOLO			SCALA
REL. 01/2 SIA		STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE (PARTE SECONDA)			
Data	Rev.	Descrizione	Redazione	Controllo	Approvazione
30/09/2022	00	EMISSIONE	G.B.P.	G.B.P.	E.C.

IL COMMITTENTE



**Eridano S.r.l.** - Via Vittorio Veneto n° 137  
45100 ROVIGO p.lva 01620970291

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Analista Ambientale e del Paesaggio

**Arch. Giovanni Battista PISANI**



PROGETTAZIONE

ed integrazione attività tecniche specialistiche

**Arch. Enrico CAVALLARO**



*Pagina lasciata intenzionalmente bianca*

## INDICE

CAPITOLO 2 – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	7
2.1. Premessa.....	7
2.2. Obiettivi dell'intervento.....	8
2.3. Il progetto proposto.....	11
2.4. Accessibilità all'area di intervento.....	12
2.5. Assetto geologico, geomorfologico ed idrogeologico.....	13
2.5.1. Conclusioni e parametri geotecnici di progetto.....	13
2.6. Compatibilità Idraulica.....	14
2.6.1. Conclusioni e volume da laminare.....	14
2.7. Descrizione dell'intervento.....	15
2.8. Sistemazione dell'area e delle opere accessorie.....	16
2.8.1. Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico.....	17
2.8.2. Caratteristiche della stazione utente di trasformazione MT/AT.....	23
2.8.3. Caratteristiche del sistema di accumulo energia (Storage System).....	25
2.8.4. Definizione del progetto secondo le linee guida CEI 0-2.....	27
2.9. Organizzazione del cantiere e procedure per la tutela dell'ambiente.....	28
2.9.1. Procedure da adottare per la riduzione dei rischi e la tutela dell'ambiente.....	29
2.10. Soluzioni adottate per la mitigazione ambientale.....	29
2.11. Riferimenti catastali.....	32
2.12. Inquadramento territoriale e riferimenti urbanistici.....	33
2.12.1. Pianificazione territoriale regionale.....	33
2.12.2. Pianificazione territoriale provinciale.....	33
2.12.3. Pianificazione urbanistica comunale.....	35
2.12.4. Vincoli urbanistici relativi alla rete di connessione.....	36
2.13. Cronoprogramma delle fasi attuative.....	37
2.14. Considerazioni economiche e sostenibilità dell'intervento.....	37
2.14. Valutazione delle potenzialità agronomiche di un sistema agro-voltaico.....	38
2.14.1. Potenzialità dei sistemi agri-voltaici.....	39
2.14.2. Situazione attuale dell'area oggetto di intervento.....	40
2.14.3. Potenzialità produttiva post-intervento.....	41
2.14.4. Effetto dell'ombreggiamento sulle colture.....	42
2.14.5. Effetto dell'ombreggiamento sul tasso di Evapotraspirazione ed efficienza d'uso dell'acqua.....	45
2.14.6. Potenzialità produttiva all'interno del sistema agri-voltaico in esame.....	46
2.14.7. Sostenibilità economica nel sistema agri-voltaico.....	48
2.14.7.1. Aspetti economici.....	48
2.14.7.2. Gestione della meccanizzazione delle colture.....	49
2.14.7.3. Conclusioni.....	50
2.15. Alternative di progetto.....	52
2.15.1. Alternative strategiche.....	53
2.15.1.1. Strategia Energetica nazionale 2030.....	53
2.15.1.2. Strumenti di Programmazione Energetica Regionale.....	54
2.15.1.3. Il progetto in relazione alle alternative strategiche.....	55
2.15.2. Alternative di localizzazione.....	59
2.15.2.1. Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra. (articolo 33, lettera q) dello Statuto regionale).....	60
2.15.2.2. Conclusioni.....	61
2.15.3. Alternative tecniche.....	61
2.15.3.1. Parco fotovoltaico approvato dalla Regione e realizzato nel Comune di Canaro.....	63

2.15.3.1.1. Descrizione dell'intervento .....	63
2.15.3.2. Parco fotovoltaico progettato nel Comune di Villadose .....	64
2.15.3.2.1. Descrizione dell'intervento .....	65
2.15.3.2.2. Sistemazione generale e delimitazione delle aree .....	65
2.15.3.2.3. Caratteristiche dei pannelli .....	66
2.15.3.2.4. Conclusione .....	66
2.15.4. Alternativa 0. Nessun intervento .....	68
2.16. Analisi economico-finanziaria .....	69
2.16.1. Importo complessivo dell'intervento .....	69
2.16.1.1. Acquisizione di parte delle aree per l'impianto FV, oneri di acquisizione dell'area per ampliamento della stazione produttore e oneri servitù di elettrodotto per le reti di connessione ....	71
2.16.1.2. Oneri di compensazione .....	71
2.16.2. Stima dei costi di manutenzione ed esercizio .....	71
2.16.2.1. Manutenzione ordinaria .....	71
2.16.2.2. Manutenzione straordinaria .....	72
2.16.2.3. Assicurazione .....	73
2.16.2.4. Manutenzione del Verde .....	74
2.16.2.5. Locazioni .....	74
2.16.2.6. Sintesi .....	74
2.16.3. Ricavi .....	75
2.16.3.1. Impianto fotovoltaico .....	75
2.16.3.2. Dati Storici IPEX .....	75
2.16.3.3. Stima del prezzo dell'Energia Elettrica .....	76
2.16.4. Impianto di accumulo (Storage) .....	76
2.16.4.1. Time shifting dell'energia rinnovabile non programmabile .....	76
2.16.4.2. Produttività degli impianti da fonti rinnovabili .....	77
2.16.4.3. Aspetti tecnico-economici dei sistemi di accumulo (storage) per i servizi di rete e di utenza .....	77
2.16.5. Regime Fiscale S.r.l. ....	78
2.16.5.1. Ammortamento .....	79
2.16.5.2. Inflazione .....	79
2.16.5.3. Finanziamento .....	79
2.16.6. Sostenibilità economica della coltivazione nel sistema agro-fotovoltaico .....	79
2.16.7. Conclusioni .....	80
2.17. Piano d'uso e manutenzione .....	80
2.17.1. Messa in servizio dell'impianto .....	80
2.17.2. Messa fuori servizio dell'impianto .....	81
2.17.3. Manutenzione programmata .....	81
2.17.3.1. Ispezione visiva dei moduli FV .....	81
2.17.3.2. Pulizia moduli fotovoltaici .....	82
2.17.3.3. Pulizia del terreno e falciatura del verde .....	82
2.17.3.4. Ispezione dei quadri di campo (quadri in parallelo) .....	82
2.17.3.5. Verifica della funzionalità dei diodi di blocco delle stringhe .....	82
2.17.3.6. Verifica dell'isolamento delle stringhe FV .....	83
2.17.3.7. Verifica del funzionamento elettrico delle stringhe FV .....	83
2.17.3.8. Verifica della continuità elettrica .....	84
2.17.3.9. Verifica del distacco dell'inverter per mancanza di rete .....	84
2.17.3.10. Ispezione dei quadri QCA .....	84
2.17.3.11. Attività di manutenzione programmata .....	85
2.18. Piano di Dismissione e Ripristino .....	86
2.18.1. Premessa .....	86
2.18.2. Dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi .....	87
2.18.3. Criteri per la messa in pristino dello stato dei luoghi .....	87

2.18.4. Criteri di deroga alla dismissione di alcuni elementi di impianto .....	88
2.18.5. Tipologie di materiali presenti nel sito.....	88
2.18.6. Modalità di rimozione e smaltimento o recupero del materiale.....	89
2.18.7. Stima della spesa.....	90
2.19. Documentazione fotografica dello stato attuale.....	90
2.20. Bibliografia.....	92
2.21. Webgrafia.....	95



*Pagina lasciata intenzionalmente bianca*

## **CAPITOLO 2 – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

### **2.1. Premessa**

Il QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE contiene la descrizione delle opere previste e delle diverse alternative progettuali che sono state prese in considerazione al fine di individuare la configurazione più idonea degli interventi proposti in funzione degli obiettivi prefissati. La procedura di VIA è, per definizione, uno strumento di supporto alla fase decisionale dell'Amministrazione che si sviluppa attraverso una serie di confronti finalizzati a determinare quale sia la soluzione migliore, non in assoluto, ma con riferimento ai vincoli ed agli obiettivi che l'opera stessa deve rispettare al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi progettuali. In un tale contesto, si pone la necessità di valutare tutte le possibili soluzioni alternative, utili al perseguimento dell'obiettivo dell'intervento, non limitando tale approccio alla sola definizione degli aspetti costruttivi, ma estendendo tale tipo di valutazione anche ai diversi livelli della procedura. È da ritenersi un fatto comunemente accettato che, definito un obiettivo, esistano indubbiamente diverse opzioni progettuali, in grado di garantirne il perseguimento in accordo con i finanziamenti disponibili. Oggetto del SIA, quindi, è la scelta della soluzione progettuale che meglio delle altre si inserisce nel relativo contesto tecnico-amministrativo. A tal fine, inoltre, verrà considerata a riferimento anche la pianificazione territoriale vigente, sulla base dei contenuti del QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO, ed inoltre verranno approfonditi i prevedibili impatti delle opere sull'ambiente circostante, come descritto in dettaglio nel QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.

Sulla base di quanto generalmente prodotto in sede di SIA e comunemente accettato nella letteratura di settore, per la classificazione delle diverse alternative progettuali viene fatto riferimento alle seguenti categorie:

- Alternative strategiche sono, per definizione, quelle che mettono in discussione la fattibilità stessa dell'opera o che prevedono la realizzazione di interventi fra loro incompatibili o quanto meno significativamente differenti;
- Alternative di localizzazione: sono invece quelle che prevedono la definizione del sito su cui realizzare l'opera, qualora possano essere prese in considerazione più opzioni alternative per la relativa ubicazione, in prima analisi tutte fattibili. Va da sé, infatti, che la medesima opera calata in ambiti diversi non produce gli stessi effetti;
- Alternative strutturali e tecniche, con le quali si intende rappresentare la definizione delle possibili diverse metodologie operative e/o costruttive per la realizzazione degli interventi di

progetto, senza che ne sia messo in discussione l'obiettivo finale e la stessa configurazione complessiva delle opere da realizzare;

- **Alternativa zero:** la procedura di impatto ambientale mira ad assicurare che siano fornite determinate informazioni essenziali al fine di valutare le ripercussioni sull'ambiente di un progetto. La normativa vigente (cfr. l'art. 21, comma 2, lett. b, del Dlgs. 3 aprile 2006, n. 152, e l'art. 1, comma 1, lett. c, della legge regionale veneta 26 marzo 1999, n. 10) pretende che siano identificate e valutate le possibili alternative al progetto, compresa la sua non realizzazione, con l'indicazione delle principali ragioni della scelta effettuata, al fine di rendere trasparente la scelta sotto il profilo dell'impatto ambientale, e allo scopo di evitare interventi che causino sacrifici ambientali superiori a quelli necessari al soddisfacimento dell'interesse sotteso all'iniziativa. Il TAR Veneto (sez. III, sentenza 333/2012) ha dichiarato *“illegittima una Valutazione di impatto ambientale (Via) che non prende in considerazione o le prende in maniera insufficiente, le opzioni suddette, compresa la cosiddetta «opzione zero»”*.

Nel seguito del presente studio verranno quindi effettuati i necessari approfondimenti per ciascuna delle su indicate categorie di alternative, prima di entrare nel merito della soluzione progettuale valutata nel successivo QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.

## **2.2. Obiettivi dell'intervento**

Come già evidenziato nel QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO, le energie rinnovabili sono il futuro cui guardare e puntare per scelte geo-politiche mondiali già consolidate e quindi sempre citate nei documenti previsionali sia per gli indirizzi energetici che ambientali. Pertanto, ogni progetto pubblico o privato deve e dovrà nel medio e lungo periodo cercare di ottenere quei risultati oggetto di programmazioni da tempo indicati dagli organismi nazionali e sovranazionali e meglio precisati in questi ultimi tempi in relazione al nuovo quadro internazionale che governa l'approvvigionamento energetico. Il presente progetto, inoltre, cerca di dare una risposta compatibile ad un'altra esigenza ormai ineludibile e cioè alla necessità della conservazione del territorio con destinazione agricola, avendo ormai l'azione dell'uomo degli ultimi decenni raggiunto livelli di occupazione del suolo non più sostenibili. Come parte di queste aree, anche molte altre non risultano allineate alle previsioni urbanistiche e dovranno tornare all'uso agricolo. Molte di queste potrebbero essere convertite per la produzione di energia rinnovabile in quanto l'occupazione del suolo è temporanea e reversibile, ma a riguardo va fatta una precisazione. Oggi la produzione di energia con pannelli fotovoltaici è possibile ove si possono realizzare grandi impianti con costi di connessione alla rete economicamente compatibili con la grid-parity che se in



parte è resa possibile dal progresso tecnologico nella realizzazione dei pannelli sempre più economici e performanti, vi deve trovare il riscontro nella dimensione degli impianti stessi e nella loro vicinanza a punti di consegna della rete di trasporto dell'energia; l'altra condizione è relativa alla convenienza economica degli investimenti necessari alla loro realizzazione. La combinazione di questi due fattori non è semplice e, pertanto, al momento lo sviluppo di questi impianti sarà possibile in presenza di vaste superfici vicine alle centrali di smistamento e di distribuzione dell'energia elettrica. Si fa presente che nel decennio precedente lo sviluppo fu possibile grazie agli elevati incentivi pubblici mentre oggi in assenza di contributi, la convenienza di realizzare questi impianti è possibile alle condizioni sopracitate e deve essere resa anche più concreta con la possibilità di continuare a coltivare i terreni sottostanti ai pannelli. Le nuove disposizioni regionali si collocano in questo mutato quadro di priorità (fonti rinnovabili-tutela del suolo-tutela del paesaggio) favorendo l'installazione di impianti nelle aree con indicatori di idoneità, come già individuati o individuabili e nel contempo, individuare indicatori di presuntiva non idoneità di alcune aree, secondo una ratio di espressione di valori da tutelare, in regime di temperamento con l'interesse alla produzione di energia da fonti rinnovabili, assumendo come criterio guida della disciplina e della sua attuazione, l'insegnamento della Corte costituzionale.

La LR 17/2022, partendo dall'analisi dello stato dell'arte in materia di parchi solari, si pone l'obiettivo di elaborare un metodo progettuale che permetta il corretto inserimento di tali strutture nei processi di trasformazione del territorio, in termini di qualità e coerenza cercando cioè di innalzare il paesaggio a un ruolo attivo all'interno dell'iter progettuale, piuttosto che relegarlo a quello passivo di ricettore di danni ritenuti inevitabili. Il metodo proposto si basa sull'analisi dei caratteri paesaggistici sulla valutazione della loro attitudine ad accogliere il cambiamento indotto da specifiche pressioni antropiche e sull'uso del progetto di paesaggio come strumento per governare i diversi usi del territorio, fornendo proposte di sviluppo compatibili con le esigenze di conservazione della natura, nel rispetto dei principi della Convenzione Europea del Paesaggio. L'applicazione del metodo su un'area agricola, dove coesistono in modo contraddittorio, elementi di grande valore naturalistico e attività antropiche ad elevato impatto - ha permesso di valutare la possibilità di usare il solare fotovoltaico come soluzione a medio termine, in grado di innescare processi sostenibili di sviluppo sociale ed economico, conciliabili con la salvaguardia del paesaggio. Nel redigere il progetto dell'impianto agrofotovoltaico, di cui si descrivono nel seguito le caratteristiche, una volta provata la convenienza economica dell'investimento, si è cercato di preservare il più possibile la valenza agricola del territorio. Le

ragioni per progettare questo nuovo tipo di impianto fotovoltaico che sarà chiamato agro-fotovoltaico, sono almeno due:

- la prima è quella di aumentare la produzione di energia elettrica. Si ricorda che nel Veneto meridionale, come risulta dal piano energetico regionale, la produzione è di molto inferiore al fabbisogno anche a seguito della chiusura della centrale di Polesine Camerini nel vicino Comune di Porto Tolle;
- la seconda è quella di provare a incrementare la rendita dei fondi agricoli anche in previsione di un sempre minor sostegno all'agricoltura da parte della Comunità Europea. Il progetto prevede infatti di conservare una parziale idoneità alle coltivazioni.

Queste ragioni non sono di per sé sufficienti per giustificare un rilevante investimento se non avessero a supporto un ragionevole costo di connessione alla vicina centrale di Terna, quale punto di consegna dell'energia prodotta. La distanza di 3 Km tra l'impianto e la centrale di Terna è tale da non rendere antieconomico l'investimento in rapporto alla potenza prevista in progetto. È infatti ritenuta compatibile una distanza che non comporti un costo superiore al 10% di quello necessario a realizzare l'impianto.

Il parco fotovoltaico in esame si compone di circa 35.880 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale da 570 Wp, installati su strutture metalliche con sistema ad inseguimento monoassiale, uniformemente distribuite su una superficie complessiva di circa Ha 28; la potenza complessiva dell'impianto è di circa 20.452 kWp, con una produzione media di energia prevista, ipotizzando una insolazione di 1.550 ore annue, incrementata del 5% per l'impiego di moduli bifacciali, pari a circa 33.285.000 KWatt/ora. Il sistema di accumulo connesso all'impianto fotovoltaico, si compone di n. 2 gruppi di batterie al litio, ciascuno dimensionato con 6MW/12MWh con soluzione containerizzata, per complessivi 12MW/24MWh, collocati all'interno dell'area della sottostazione MT/AT, sul lato della produzione in corrente alternata.

La società proponente dell'impianto è la Eridano srl, con sede in Rovigo, Via Vittorio Veneto, 137; la società dispone delle aree di pertinenza in forza di atti preliminari di diritto di superficie stipulati con le rispettive proprietà.



Figura 2/1 – Vista satellitare con individuazione dell’area oggetto di intervento

### **2.3. Il progetto proposto**

L’area dove è prevista la realizzazione del parco fotovoltaico è situata a sud del centro abitato di Loreo e si estende a partire dall’ansa del vecchio corso d’acqua del Canalbiano, oggi “*Naviglio Adigetto*”, fino al canale consorziale denominato “*Retinella*”, che delimita il confine sud. Complessivamente l’area copre una superficie di circa 28 Ha ed è ubicata per circa il 60% della superficie all’interno dell’area produttiva denominata “*Area Industriale Attrezzata*”, a circa 2 km ad est dalla centrale di Terna denominata “*Adria Sud*”, e per la restante parte in area agricola classificata dal PTRC come area di tipo agropolitana. I terreni interessati dall’intervento, pur ricadendo in parte nel perimetro dell’area produttiva denominata A.I.A., sono attualmente utilizzati per la coltivazione agricola di tipo cerealicolo e foraggiero. La sistemazione dell’area è costituita da appezzamenti di forma rettangolare, disposti “*alla ferrarese*”, intervallati da piccoli scoli di irrigazione che si immettono nel canale consortile denominato “*Retinella*”. Allo stato attuale all’interno dell’area oggetto di intervento non sono presenti piantumazioni a carattere arboreo o arbustivo.



Figura 2/2 – Veduta delle aree oggetto di intervento

## 2.4. Accessibilità all'area di intervento

L'area oggetto di intervento è accessibile da due distinti percorsi che si snodano a partire dalla strada provinciale SP 45, detta anche "Via del Mare":

- Il primo percorso è costituito dalla strada provinciale SP41 che costituisce il sistema infrastrutturale stradale dell'AIA, per concludersi nella parte terminale tramite una strada interpodereale in ghiaia a servizio delle proprietà agricole limitrofe;
- Il secondo percorso è costituito dalla strada comunale denominata Via Dossi Vallieri, la quale conduce alla strada arginale sul lato destro del vecchio ramo del "Naviglio Adigetto", fino all'ingresso della strada interpodereale che delimita il confine lungo il lato ovest dell'area oggetto di intervento.

Da una prima valutazione si ritiene che entrambe le direttrici siano idonee a garantire l'accessibilità all'area, salvo provvedere ad adeguate sistemazioni del sottofondo stradale in funzione degli automezzi e dei relativi carichi che dovranno transitare in fase di esecuzione dell'opera e in fase di dismissione finale; tali opere di adeguamento saranno contemplate nel Piano di Sicurezza e di Coordinamento, come previsto dalle norme vigenti, redatto in sede di progettazione esecutiva.

L'accesso alla stazione di trasformazione MT/AT, dove è prevista la realizzazione in ampliamento del sistema di accumulo, avviene dalla strada SP41 di penetrazione dell'area produttiva, sulla quale si innesta la viabilità di servizio già inclusa tra le opere di progetto riguardanti l'impianto agro-fotovoltaico della società Marco Polo Solar 2, con la quale è prevista la condivisione della stazione stessa.



Figura 2/3 – Planimetria con indicazione della viabilità di accesso all'area (percorso 1 giallo e percorso 2 verde)

## 2.5. Assetto geologico, geomorfologico ed idrogeologico<sup>1</sup>

Dalla relazione Geologica, idrogeologica, geotecnica e sismica emerge quanto segue:

Le indagini eseguite hanno permesso di delineare in modo specifico la conoscenza del territorio e dell'ambiente superficiale e sotterraneo, permettendo la formulazione di un esaustivo quadro conoscitivo.

Le considerazioni finali sono le seguenti:

1. La natura dei terreni è prevalentemente a tessitura argilloso-limosa con permeabilità medio/bassa;
2. Le caratteristiche geotecniche risultano discrete e la portanza allo SLU risulta pari a 0.66Kg/cmq; il valore va sempre confrontato con i cedimenti indotti che risultano ammissibili per un carico di esercizio (SLE) di 0.4Kg/cmq.
3. la profondità media della falda si attesta a -1.5m da p.c..

Date le considerazioni soprascritte, viene espresso parere positivo di compatibilità all'intervento sotto l'aspetto geologico, geomorfologico ed idrogeologico a condizione che il progettista ne tenga presente nella progettazione esecutiva.

### **2.5.1. Conclusioni e parametri geotecnici di progetto**

**Sismicità.** Il sito investigato è inserito in Classe 3 e in Categoria C secondo quanto prescritto dall'O.C.M. n. 3274 del 20/03/2003 e NTC2018 e smi.

**Capacità portante.** Si considera una fondazione di tipo a platea per le cabine ed inverter e pali metallici infissi nel terreno fino a -1.5/-2.0m da p.c. per la struttura porta moduli fotovoltaici.

Le tensioni indotte dal carico dell'opera interessano prevalentemente i terreni di natura coesiva. In accordo con quanto previsto dalle NTC 2018, le verifiche sono state condotte secondo l'Approccio 2 (A1+M1+R3); i cedimenti risultano ammissibili e contenuti per un carico di esercizio (SLE) di 0.4Kg/cmQ (zona cabine e inverter).

**Accorgimenti.** La profondità di falda freatica, rilevata nel foro delle prove penetrometriche al termine delle stesse, è di -1.5/-2.4m da p.c.; si stima una profondità media di circa - 1.8m da p.c.; l'oscillazione stagionale è piuttosto limitata (0.4/0.6m) e non rapida visto che i terreni presenti a quelle quote sono caratterizzati da valori di permeabilità medio-bassi.

---

<sup>1</sup> da relazione Geologica, idrogeologica, geotecnica e sismica del dott. P. Chiarion e ing. A. Milan

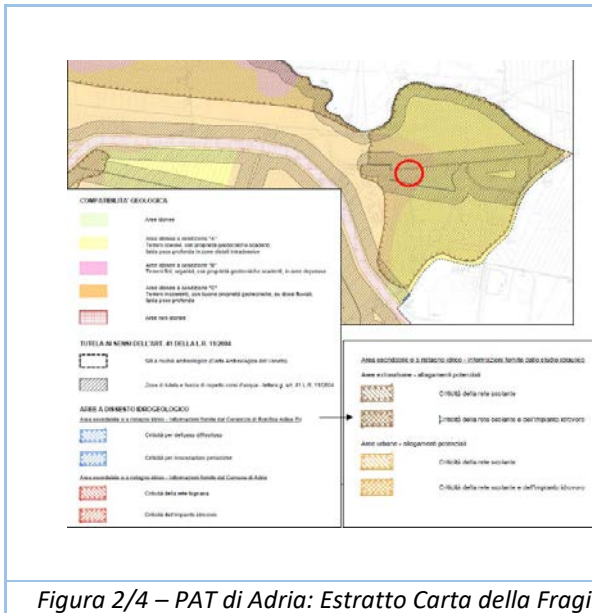


Figura 2/4 – PAT di Adria: Estratto Carta della Fragilità

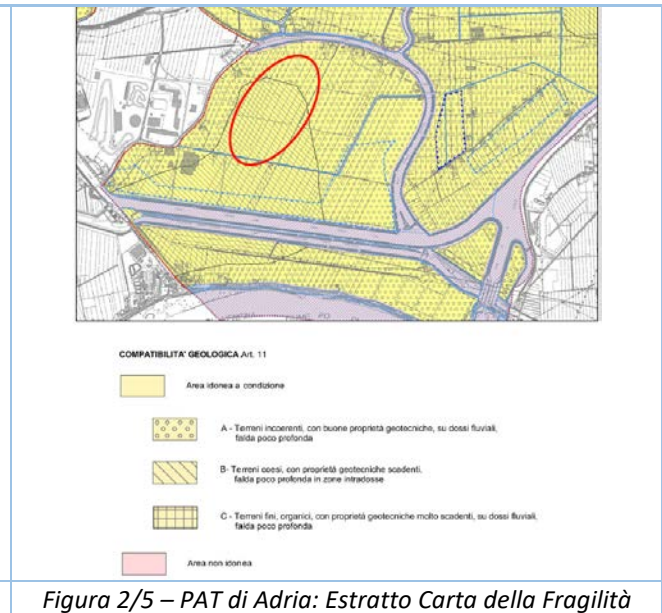


Figura 2/5 – PAT di Adria: Estratto Carta della Fragilità

## 2.6. Compatibilità Idraulica<sup>2</sup>

Ai sensi della normativa vigente in materia è stata effettuata la valutazione di compatibilità idraulica relativa al progetto in parola. Scopo della valutazione è l'individuazione delle modifiche all'assetto idrogeologico esistente, conseguenti alle trasformazioni del suolo, con l'obiettivo di definire le misure compensative e gli accorgimenti tecnici necessari ad evitare l'aggravio delle condizioni idrauliche dell'ambito territoriale interessato.

### 2.6.1. Conclusioni e volume da laminare

Il volume di laminazione necessario è ottenuto per mezzo di tre contributi:

- il volume delle tubazioni di drenaggio posto sotto il piano campagna;
- il volume dei fossi interni l'area di intervento;
- il volume dei bacini predisposti.

Le tubazioni di drenaggio saranno realizzate con tubazioni DN110 in PEAD e avranno una lunghezza complessiva di 26.000 m. Le tubazioni saranno posate ad una profondità media di 80 cm dal p.c. e pertanto sopra il livello medio di falda.

È previsto un fosso sul lato Est dell'area, di lunghezza 1.030 m, a sezione trapezia, base minore 80cm, base maggiore 4.00 m e altezza 2,00 m. A favore di sicurezza, ai fini del calcolo, si considera come utile il solo volume sopra il livello massimo di falda (assunto pari a 1.00 cm dal p.c.). Pertanto la superficie utile è pari a 3.2 mq per ogni metro di fosso.

Dalle elaborazioni effettuate risulta necessario che le vasche coprano un volume di 4.963 mc.

<sup>2</sup> daValutazione di Compatibilità Idraulica dell'ing. A. Marinelli

Dagli elaborati di progetto e dagli schemi grafici riportati al paragrafo seguente, sono previste due vasche di laminazione che complessivamente hanno una superficie di 6.850 mq ed un volume utile dei 4.988 mc, maggiore di quello residuo richiesto (4.963 mc).

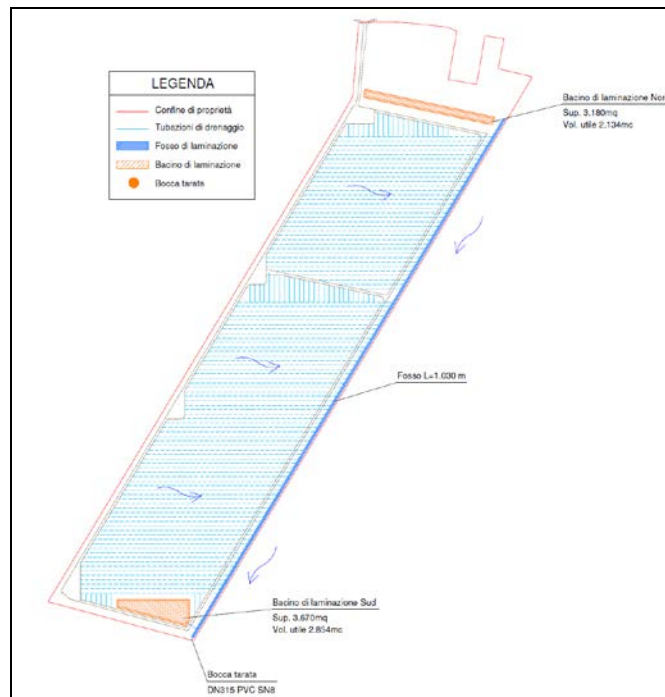


Figura 2/6 – Sistemazione idraulica area di progetto

## **2.7. Descrizione dell'intervento**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico composto da n. 2 sezioni, una realizzata in area a destinazione produttiva e una in area agricola, della potenza rispettiva di circa 13,635 MWp e 6,817 MWp, per una potenza complessiva di circa 20,452 MWp, e di un sistema di accumulo (storage system) della potenza complessiva di 12MWp/24MWh, comprese le opere di trasformazione MT/AT e le relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, con la condivisione della stazione di trasformazione Società Marco Polo Solar 2 srl (rif. codice pratica Terna 201800313 e codice progetto 16/20 PAUR Regione Veneto, autorizzato con Decreto Regionale n. 18 del 14 aprile 2021), mediante completamento delle apparecchiature elettromeccaniche e l'ampliamento della stazione per l'installazione del sistema di accumulo.

Le opere previste si possono suddividere nelle seguenti categorie d'intervento:

- sistemazione dell'area ed esecuzione delle opere accessorie
- realizzazione del parco fotovoltaico, compresa la rete di connessione MT alla stazione utente;
- completamento delle apparecchiature elettromagnetiche all'interno della stazione di trasformazione MT/AT della Società Marco Polo Solar 2 srl, collegata mediante una rete di connessione AT alla stazione di Terna denominata "Adria Sud";

➤realizzazione del sistema di accumulo (storage system) in ampliamento alla stazione di trasformazione MT/AT della Società Marco Polo Solar 2 srl.

L'intervento di progetto si completa con la realizzazione delle opere di mitigazione ambientale; il progetto prevede inoltre l'utilizzo di una parte dell'area su cui insistono le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici come suolo agricolo per la coltivazione a seguito di seminagione.

Nei paragrafi seguenti si riporta una descrizione dettagliata delle caratteristiche delle singole categorie di opere che compongono il progetto.

### **2.8. Sistemazione dell'area e delle opere accessorie**

L'intervento prevede innanzitutto la sistemazione generale dell'area mediante operazioni di livellamento del terreno in funzione del posizionamento delle strutture di supporto dei pannelli.

Al fine di non alterare l'attuale assetto idrologico dell'area secondo il vigente principio di invarianza idraulica, sarà realizzata una rete di drenaggio sotterranea che verrà fatta confluire su alcuni canali ricettivi ricavati all'interno all'area di progetto, collegati con i canali consortili tramite apposite bocche tarate per la regimentazione dei flussi delle acque.

A compensazione dell'esistente sistema di canalizzazione che verrà smantellato per l'approntamento del parco agro-fotovoltaico, verranno create in punti opportuni delle vasche di laminazione atte a raccogliere un quantitativo analogo di invaso di acqua, come indicato nella Valutazione di Compatibilità Idraulica.

Attorno alle aree interessate dall'impianto sarà realizzata una recinzione costituita da paletti di ferro, montati su plinti in c.a. interrati, e rete metallica zincata plastificata, per una altezza complessiva di circa mt 2,30 fuori terra; la rete sarà installata a 30 cm da terra per consentire il passaggio di fauna di piccola e media taglia.

Ogni area sarà servita da cancelli carrabili, con passaggio netto di mt 5, realizzati in profilati di acciaio zincato e rete metallica e sostenuti da montanti in acciaio fissati al terreno mediante blocchi di fondazione in cls.

Per quanto riguarda la viabilità interna dell'area è prevista la realizzazione di un asse principale di collegamento delle cabine-container elettriche, costituito da una strada in ghiaia realizzata mediante scavo di trincea di circa cm 50 e posa di un cassonetto stradale a due strati. Il primo strato di fondazione in materiale riciclato, con pezzatura 0-60 mm e spessore 40 cm, mentre il secondo strato di finitura, con pezzatura 0-30 mm e spessore 10 cm. Tale tracciato si svilupperà lungo il confine ovest dell'impianto; una viabilità secondaria sarà costituita da semplici capezzagne da utilizzare per le operazioni di manutenzione e per la conduzione agricola dell'area.



In corrispondenza della recinzione perimetrale è prevista l'installazione di un impianto di controllo TV a circuito chiuso, che prevede il montaggio di telecamere fisse orientate lungo i confini di proprietà e un impianto di illuminazione con plafoniere a LED, eseguito in conformità alle norme sul contenimento dell'inquinamento luminoso, il quale entrerà in funzione solo in caso di emergenza o di tentativi di effrazione.

Le apparecchiature degli impianti saranno installate su pali in acciaio zincato con altezza f.t. di mt 4,50 circa, posati ad interasse di mt 15-17; ciascun palo sarà dotato di plafoniera di illuminazione, mentre le videocamere saranno installate mediamente ogni 3 pali.

Le videocamere di sorveglianza saranno di tipo fisso ad infrarossi mentre l'impianto di illuminazione sarà costituito da armature stradali a led ad accensione immediata.

La rete di distribuzione interrata sarà realizzata lungo tutta la recinzione esterna del campo fotovoltaico, sulla parte interna della stessa; la rete sarà costituita da plinti-pozzetto prefabbricati in cls, delle dimensioni di cm 80x70xh 90 circa, e doppio cavidotto in pead flessibile, liscio all'interno e corrugato all'esterno, del diametro nominale di mm 63.

Le linee elettriche saranno costituite da cavi elettrici di tipo unipolare, flessibili, non propaganti l'incendio, isolate in gomma sotto guaina in PVC, tipo FG16R16 conformi alle norme CEI 20-13 e 20-22 II.

Le apparecchiature di comando e di controllo dell'impianto di illuminazione e videosorveglianza saranno installate all'interni di un apposito locale costituito da un box metallico prefabbricato, delle dimensioni di mt 6,15x2,40 circa, altezza mt 3,10, con le pareti di tamponamento opportunamente coibentate.

Il box prefabbricato sarà installato su una platea in calcestruzzo gettata in opera su sottofondo in sabbia, armate con doppia rete metallica elettrosaldata, dello spessore di cm 15; il piano interno di calpestio sarà rialzato di circa cm 50 rispetto alla quota di campagna, con la quale sarà raccordato mediante un rilevato realizzato con materiale inerte stabilizzato.

L'impianto di illuminazione sarà realizzato nel rispetto della Legge Regionale 17/2009 sul contenimento dell'inquinamento luminoso; l'accensione delle plafoniere nelle ore notturne avverrà esclusivamente in caso di emergenza e/o effrazione da parte di personale non autorizzato.

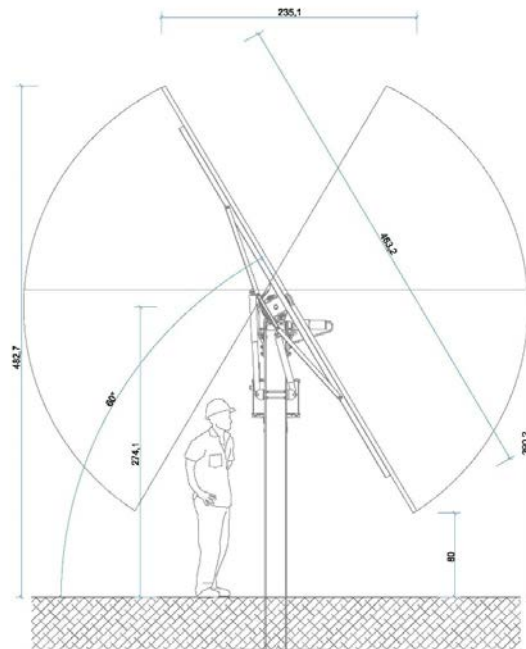
### **2.8.1. Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di picco complessiva di circa 20,452 MWp, suddiviso in due sezioni della potenza di circa 13,635 MWp e 6,817 MWp, composto da 35.880 moduli bifacciali, delle dimensioni di mm 2256x1133x35, aventi ciascuno una

potenza di picco di 570 Wp, montati su inseguitori mono-assiali (tracker) composti da 78, da 52 o 26 moduli ciascuno.

I moduli fotovoltaici sono assemblati in vele composte da due file, installati in posizione verticale rispetto all'asse di rotazione e distanziati al centro di circa cm 12 per consentire il corretto funzionamento del lato bifacciale; ogni vela misura circa mt 4,63 di larghezza e in posizione orizzontale, nelle ore di massima insolazione, si trova ad una altezza di circa mt 2,90 da terra.

Le vele ruotano sull'asse delle strutture di sostegno con un angolo di +/- 60°; nella posizione di massima rotazione, quindi durante le fasi di riposo dell'impianto, la proiezione della vela sul piano orizzontale si riduce a mt 2,35 di larghezza; in tali condizioni il bordo superiore della vela si trova a circa mt 4,83 dalla quota del terreno, mentre la distanza tra il bordo inferiore e il terreno è di circa mt 0,80.



*Figura 2/7 – Particolare dell'inseguitore monoassiale (tracker)*

La superficie coperta dei moduli in posizione orizzontale è di mq 96.550 circa, pari al 34% della superficie interessata dall'impianto fotovoltaico; nella posizione di massima inclinazione dei moduli, la superficie coperta si riduce di circa il 50%, con una incidenza rispetto alla superficie dell'area pari al 17,2%.

Le strutture di sostegno delle vele, sono realizzate in acciaio zincato e sono costituite da montanti verticali, infissi nel terreno ad interasse di circa mt 6,80 per una profondità di circa mt 3,00, e travature orizzontali che ruotano per mezzo di appositi giunti; tali strutture ad inseguimento monoassiale (tracker), sono calcolate per resistere ai carichi accidentali e alla spinta del vento e

sono disposte con interasse di mt 8,5 tra una fila e l'altra. Gli inseguitori sono allineati lungo la direttrice nord-sud e inseguono il sole ruotando lungo il loro asse da ovest verso est.

La struttura geometrica degli inseguitori e la disposizione delle vele con le relative quote, consentono l'accessibilità, anche con impiego di mezzi meccanici, a tutti gli elementi dell'impianto per i necessari interventi di manutenzione periodica o accidentale.

### **Moduli fotovoltaici**

Il tipo di modulo fotovoltaico utilizzato è progettato appositamente per applicazioni di impianti di grande taglia collegati alla rete elettrica.

Il modulo di tipo monocristallino bifacciale è composto da:

- 144 (6X24) celle in silicio cristallino ad alta efficienza (Potenza Nominale P = 570 Wp);
  - cornice in alluminio anodizzato;
  - dimensioni 2256x1133x35 mm., peso 32,3 kg.

Il modulo sarà provvisto di:

- certificazioni TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV classe II di isolamento;
- connettori rapidi;
- cavi pre-cablati.

I moduli sono costruiti secondo quanto specificato dalle vigenti norme IEC 61215 in data (certificata dal costruttore) non anteriore a 24 mesi dalla data di consegna dei lavori.

Dal punto di vista elettrico l'impianto è suddiviso in stringhe costituite da 26 moduli collegati in serie; ogni 20 stringhe vengono a loro volta collegate ad un Quadro di Stringa (QdS). A seconda della potenza del sotto-campo, un massimo di 23 QdS convergono ad una struttura containerizzata (40") con potenza totale di 6.800 KVA, all'interno della quale sono posizionati sia l'inverter che il trasformatore con tensione di uscita di 30 kV. Le cabine saranno alloggiare in container da 40" collocati su piccole platee di appoggio, a congrua altezza dal terreno agricolo, delle dimensioni massime di ingombro interno di 12,19 x 2,44 m per 2,90 m di altezza.

### **Strutture di sostegno dei moduli**

I moduli fotovoltaici sono installati su strutture di supporto ad inseguimento monoassiale, sostenute da pali in acciaio zincato semplicemente infissi nel terreno per una profondità di circa mt 3,00, con interasse di mt 6,80 misurato sulla lunghezza dell'inseguitore; tali strutture, tramite un motore posto nella mezzeria di ciascuna struttura, comandato da un software che si basa su complessi algoritmi di calcolo, sono in grado di seguire il sole nel suo percorso nel cielo da est a ovest.

Gli inseguitori monoassiali sono distribuiti all'interno del campo fotovoltaico secondo file poste ad un interasse di mt 8,50; tale distanza consente il passaggio agevole da parte dei mezzi meccanici impiegati per la manutenzione dell'impianto e la conduzione del fondo agricolo.

La struttura di supporto dei moduli, costituita da montanti e travi orizzontali, oltre a consentire l'infissione nel terreno degli elementi di sostegno senza fondazioni, comporta i seguenti vantaggi:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni anti furto.

Ogni struttura di sostegno è composta da elementi modulari che consentono l'installazione di vele costituite da due file di moduli, disposti in posizione verticale rispetto all'asse di rotazione nord-sud e distanziati di circa cm 12 lungo l'asse della struttura per consentire il corretto funzionamento del lato bifacciale.

Le strutture modulari sono assemblate per realizzare inseguitori da 78/52/28 moduli; in prevalenza saranno utilizzati inseguitori da 78 moduli, mentre gli inseguitori da 52 e da 26 moduli saranno installati solo nelle aree periferiche del campo fotovoltaico, in funzione alla conformazione del lotto.

Complessivamente sono previsti 522 strutture ad inseguimento monoassiale (tracker) così suddivise:

- n. 400 strutture ad inseguimento da 78 moduli, della lunghezza di circa mt 45,14, suddivisi in due vele da 39 moduli, corrispondenti a n. 3 stringhe di 26 moduli;
- n. 58 strutture ad inseguimento da 52 moduli, della lunghezza di circa mt 30,32, suddivisi in due vele da 26 moduli, corrispondenti a n. 2 stringhe di 26 moduli;
- n. 64 strutture ad inseguimento da 26 moduli, della lunghezza di circa mt 15,50, suddivisi in due vele da 13 moduli, corrispondenti a n. 1 stringa di 26 moduli.

I materiali delle singole parti sono armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

#### **Cabine bt/MT**

Nell'impianto di produzione saranno posizionati un numero di 3 cabine-container bt/MT, della potenza di 6.800 kVA, interconnesse tra di loro da cavi MT interrati lungo i percorsi principali realizzati nell'area.

Le cabine di trasformazione bt/MT di campo saranno ricavate in appositi container metallici da 40'' (dim. mt 12,19 x 2,44 circa e altezza mt 2,90 circa); ciascuna cabina comprende:

- n. 2 inverter marca Sungrow modello 6.25/6.8, della potenza nominale in AC di 6800kVA, tutti dotati di trasformatore di isolamento a frequenza di rete;
- n. 1 quadro MT isolato in aria;
- n. 2 quadri bt, ciascuno equipaggiato con n. 2 scomparti arrivo cavi inverter e una uscita bt con interruttore automatico trasformatore;
- sbarre in rame di connessione scomparto-trasformatore da 2x5000A;
- cavi MT in cavedio sottopavimento di connessione trasformatore-scomparto, del tipo ARE4H1RX 26/45kV e sezione di 3x1x240 mmq.

Le cabine bT/MT saranno installate su apposite vasche prefabbricate di fondazione in c.a., predisposte per il passaggio dei cavidotti; le vasche saranno posate a loro volta su platee in calcestruzzo gettate in opera su sottofondo in sabbia, armate con doppia rete metallica elettrosaldata, dello spessore di cm 15; il piano interno di calpestio sarà rialzato di circa cm 50 rispetto alla quota di campagna, con la quale sarà raccordato mediante un rilevato realizzato con materiale inerte stabilizzato.

Trattandosi di cabine metalliche prefabbricate tipo container, le finiture esterne saranno costituite da lamiera in acciaio zincato e verniciato con colore RAL a scelta della D.L..

#### **Rete bT di connessione moduli/cabine**

I moduli fotovoltaici verranno collegati in serie di 26 unità (stringa), a costituire stringhe da 14,82 kW; ogni 20 stringhe saranno collegate a un Quadro di Stringa (QdS) mediante un cavo DC in alluminio da 6 mmq.

L'installazione dei quadri di stringa sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali).

Le linee trifase in uscita da ciascun inverter si attesteranno sul quadro di bassa tensione, allocato nell'apposito vano della corrispondente cabina elettrica di campo, il quale svolgerà le seguenti funzioni:

- ospitare i dispositivi di protezione e comando;
- misura della tensione e della corrente;
- misura dell'energia;
- alimentare i servizi ausiliari.

Il quadro sarà realizzato secondo le buone norme di realizzazione riportate nella normativa EN 60439 -1 (CEI 17-13). Gli ingressi e le uscite dei cavi di cablaggio dai quadri saranno realizzati nella base inferiore, con fori adatti ai raccordi o ai passacavi che saranno scelti di diametro compatibile con il diametro esterno dei cavi di cablaggio. Nella parte bassa del quadro saranno posizionate le morsettiere e gli scaricatori di sovratensione. I quadri di stringa in DC, con relativo sistema di monitoraggio, saranno fissati alle strutture di sostegno dei moduli tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idonea ad interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive. I quadri saranno costituiti da un armadietto in vetroresina avente grado di protezione IP65, autoestingente e resistente ai raggi UV, alla corrosione ed alle atmosfere saline, dotato di elementi componibili pre-forati o chiusi, barrature di sostegno per le apparecchiature, sportello cieco provvisto di serratura con chiave, pannelli e guarnizioni di tenuta.

Le principali soluzioni tecniche adottate per i quadri di stringa (o di parallelo) sono:

- collegamento in parallelo delle stringhe fotovoltaiche;
- protezioni contro le correnti di ricircolo attraverso fusibili per ogni stringa;
- protezione da sovratensioni indotte da fulminazioni, mediante scaricatori a triangolo connessi a terra e montati in modo da ridurre le impedenze di collegamento sul parallelo delle stringhe;
- sezionamento in uscita delle stringhe in parallelo;
- ingressi e uscite con raccordi passacavo;
- monitoraggio correnti di stringa, tensione sulle sbarre e continuità sui fusibili.

Tra le apparecchiature che costituiranno i quadri di campo ci saranno:

- sezionatore generale;
- scaricatori di tensione;
- sezionatori portafusibili.

I quadri di stringa sono collegati agli inverter di cabina; le linee trifase in uscita da ciascun inverter si attesteranno sul quadro di bassa tensione, allocato nell'apposito vano della corrispondente cabina elettrica di campo, il quale svolgerà le seguenti funzioni:

- ospitare i dispositivi di protezione e comando;
- misura della tensione e della corrente;
- misura dell'energia;
- alimentare i servizi ausiliari.

#### **Rete MT di connessione cabine/stazione utente**

Le condutture MT di collegamento tra le cabine del parco saranno realizzate in cavo di alluminio ARE4H1RX della sezione di 3x1x300mmq, posati in tubo flessibile di tipo corrugato, interrato alla

profondità di mt 1,20. Le due cabine di testa di ciascuna sezione di impianto saranno connesse alla stazione utente di trasformazione MT/AT condivisa con l'impianto Marco Polo Solar 2; la connessione sarà realizzata con 2 terne di cavi MT in alluminio ARE4H1RX, della sezione di 3x1x300mmq, direttamente interrati alla profondità di mt 1,20 e protetti con una lastra in cls.

Nei punti di attraversamento di scoli consortili, strade ed altre infrastrutture esistenti lungo il tracciato, la posa dei cavidotti sarà eseguita mediante perforazioni teleguidate (T.O.C. - trivellazione orizzontale controllata).

### **Sistema di terra**

Sia il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua (CC) che quello lato BT (bassa tensione) della sezione in alternata (CA) sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico. Solo le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione realizzando una protezione dai contatti indiretti.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in Classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.



*Figura 2/8 – Indicazione del tracciato di connessione sulla mappa satellitare*

### **2.8.2. Caratteristiche della stazione utente di trasformazione MT/AT**

L'impianto di trasformazione ERIDANO in alta tensione sarà realizzato in condivisione con la stazione di trasformazione MT/AT denominata Marco Polo Solar 2 (rif. codice pratica Terna 201800313), già predisposta per l'ampliamento di un secondo stallo, e sarà costituito dai seguenti componenti:

- una sezione AT con il trasformatore MT/AT;
- una parte dell'edificio tecnologico dove avrà alloggio il sistema MT, il sistema di supervisione e controllo generale del parco fotovoltaico, i sistemi di protezione, i servizi ausiliari e le

alimentazioni in corrente continua e un ambiente dedicato per misuratori fiscali con accesso indipendente.

L'area della stazione sarà delimitata con recinzione realizzata con pannelli prefabbricati in c.a. di altezza mt 2,50, sostenuti da colonne in c.a. poste ad interasse di mt 4,00 con fondazione a bicchiere; l'area sarà accessibile tramite un ingresso carrabile della larghezza di mt 9,00, un ingresso pedonale per il personale d'esercizio autorizzato, e un ingresso pedonale dedicato per la lettura dei misuratori. Il piano stradale interno sarà realizzato da una massiciata dello spessore di circa 50 cm composta da materiale inerte riciclato e strato superiore in misto stabilizzato, con finitura in conglomerato bituminoso; la quota sarà rialzata di almeno 50 cm rispetto al piano di campagna circostante. L'edificio tecnologico a pianta rettangolare, sarà realizzato con struttura portante in c.a. e tamponamenti in laterizio; tra la fondazione a platea e il piano di calpestio verrà ricavato un cavedio per il passaggio dei cavidotti. La copertura dell'edificio sarà a tetto piano protetto da una doppia guaina impermeabilizzante; le dimensioni in pianta della struttura sono di mt 23,00x6,000 con altezza netta interna di mt 3,05. All'interno dell'edificio sarà collocato un quadro MT di tipo protetto, a semplice sistema di sbarre di tipo segregato, tensione nominale 30kV; gli scomparti saranno equipaggiati con sezionatori, interruttori e messa a terra come indicato nello schema unifilare di progetto, 30kV In 630 A per le linee in arrivo dai campi e dagli storage, 1250A per il trasformatore AT/MT, n. 1 scomparto trasformatore SA da 100kVA e n. 1 scomparto trasformatore da 630kVA per alimentare gli ausiliari del sistema di accumulo adiacente. Il sistema di protezione lato AT sarà costituito da Bay Protection and Control unit con le funzioni previste per la connessione alla rete AT di TERNA:

- massima e minima tensione (59/27);
- massima e minima frequenza (81);
- massima tensione omopolare (59N);
- protezione differenziale cavo / distanziometrica (87L/21) – qualora richiesta da TERNA.

Sono inoltre incluse le seguenti protezioni per il trasformatore AT/MT:

- protezione differenziale trasformatore (87T);
- massima corrente di fase a due soglie (50-51);
- mancata apertura interruttore (50BF);
- protezioni interna al trasformatore (Bucchholz, immagine termica etc.).

Il sistema di protezione lato MT sarà costituito da Bay Protection and Control unit con le funzioni necessarie:

- massima e minima tensione (59/27);



- massima corrente a due soglie (50-51);
- massima tensione omopolare (59N);
- mancata apertura interruttore.

La stazione sarà dotata di un impianto di terra unico, realizzato in corda di rame nudo di sezione 70 mmq, interrato alla profondità di 0,7 m, con maglia avente lato 8 mt in corrispondenza delle apparecchiature e di 15 mt nelle zone perimetrali; il raggio minimo di curvatura dei conduttori perimetrali non sarà inferiore a 8m. Alla maglia saranno connesse tutte le apparecchiature con conduttori in rame di sezione 120 mmq. Il collegamento dell'impianto ERIDANO, dalla stazione utente alla Stazione di TERNA, sarà effettuato mediante la rete di connessione AT già prevista e autorizzata per l'impianto Marco Polo Solar 2, costituita da una terna di cavi AT tipo XLPE 76/132(145)kV, sez. 630 mmq, con conduttore in alluminio posato a trifoglio entro cavidotto interrato della lunghezza di circa 800 mt. ciascuno. La rete di connessione autorizzata comprende la posa di un conduttore di terra RG7R 0,6/1kV – 120 mmq per collegamento equipotenziale tra la rete di terra della Stazione Utente e la Stazione di TERNA e la posa di un cavo di fibra ottica per la trasmissione dei dati, ciascuno entro un cavidotto dedicato.

### 2.8.3. Caratteristiche del sistema di accumulo energia (Storage System)

Il progetto prevede l'ampliamento della stazione di trasformazione MT/AT della società Marco polo Solar 2 srl, con l'installazione di n. 2 sistemi di accumulo di energia con batterie al litio della società Eridano srl, collegati sulla parte MT, ognuno dei quali dimensionato con 6MW/12MWh con soluzione containerizzata e composto sostanzialmente da:

- n. 4 Container Batterie HC ISO con relativo sistema HVAC ed impianti tecnologici (sistema rilevazione e spegnimento incendi, sistema antintrusione, sistema di emergenza) Pannelli Rack per inserimento moduli batterie e relativi sistemi di sconnessione Sistema di gestione controllo batterie;
- n. 2 Container PCS HC ISO ognuno dotato di unità inverter Bidirezionale e relativi impianti tecnologici per la corretta gestione ed utilizzo; completo di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT e SCADA per interfaccia con sistemi TERNA.

Complessivamente è prevista l'installazione di n. 8 Container Batterie HC ISO e n. 4 Container PCS HC ISO.

#### Caratteristiche costruttive dei container

I container previsti in fornitura saranno di tipo metallico con struttura realizzata ad hoc per ospitare i rack batterie e i Power Conversion Systems (PCS); la carpenteria verrà realizzata su

progetto personalizzato e comprenderà: pannelli esterni grecati e sandwich metallici per coibentazioni pareti perimetrali idonei per valutazioni sulla trasmittanza termica W/mq; 4+4 blocchi d'angolo ISO 1161 in acciaio fuso, piastre di interfaccia con piastre d'angolo per interfaccia opere civili, segregazione sotto pavimento in lamiera di acciaio zincato; forature per passaggio cavi nella parte inferiore del container; controtelaio e supporto per gli allestimenti delle apparecchiature interne (quadri, trasformatori, ecc.); pavimento sopraelevato ed asportabile; portelloni con maniglione antipánico; parete superiore in sandwich coibentato idoneo per installazione impianti tecnologici (luci, fem, rilevazione incendi, ecc.); ciclo di verniciatura idoneo per ambienti marini.

### Sistema di supervisione

Il sistema di supervisione e controllo è rappresentato schematicamente nella figura sottostante, in cui vengono interfacciati i BMS e i PCS da una postazione centrale. L'applicativo software che verrà sviluppato svolge la funzione di gestione, controllo e coordinamento dell'intero BESS e dell'interfacciamento verso il centro di controllo Terna. Il pacchetto software SCADA sopra descritto si compone di un'interfaccia grafica HMI e prevede le seguenti tipologie di pagine video (esemplificative ma non limitative):

- Menù principale per la gestione e supervisione del sistema BESS;
- Sinottico generale con le grandezze elettriche relative alla parte MT, BT e di componenti in essi installati;
- Visualizzazione dinamica di tutti i componenti che costituiscono il sistema (in particolare batterie e PCS);
- Visualizzazione allarmi, eventi e trend storici;
- Monitoraggio grandezze elettriche rack/modulo/cella;
- Monitoraggio impianti di rilevazione spegnimento.

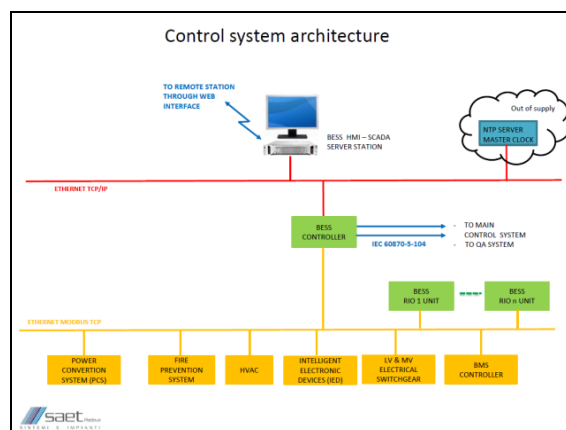


Figura 2/9 – Schema di principio del sistema di supervisione

Il sistema proposto descrive un sistema di accumulo sviluppato, ingegnerizzato e costruito secondo le normative TERNA sulla RISERVA RAPIDA "FAST RESERVE" pubblicato il 20 novembre 2019 e conforme alle norme IEC e EN applicabili e alle direttive CE applicabili.

La soluzione proposta soddisfa le richieste tecniche di TERNA in termini di valori nominali ("Potenza qualificata"/capacità nominale) e valori effettivi (potenza effettiva installata/capacità a inizio vita e stato di carica del 100% sul lato DC).

#### **2.8.4. Definizione del progetto secondo le linee guida CEI 0-2<sup>3</sup>**

La relazione ha per oggetto la definizione della documentazione di progetto per Impianto fotovoltaico da 20,4516 MWp suddiviso in due sottocampi:

- uno in zona produttiva, con n. 2 cabine D1 e D2 per totali 13,6344 MWp;
- uno in zona agricola, con n. 1 cabina E1 per totali 6,8172 MWp.

La documentazione di progetto non comprende le modalità di installazione dei singoli componenti, in quanto legate alla specificità dei componenti stessi, per le quali si rinvia alle istruzioni del costruttore o alla documentazione fornita dall'installatore.

Per maggiori informazioni si rinvia alla relativa relazione ed allegati. L'impianto sarà costruito scegliendo i migliori componenti disponibili al momento, e riguarda i seguenti punti:

- Definizione e approntamento del layout planimetrico esecutivo e dei piani di cablaggio fra i moduli fotovoltaici, i quadri di campo e di sottocampo e gli inverter costituenti le diverse sezioni di generazione.
- Definizione e approntamento degli schemi circuitali e del layout del sistema di acquisizione dati di impianto e del relativo quadro.
- Definizione dei componenti, dei trasformatori elevatori bt/MT e approntamento del piano di cablaggio dei quadri di parallelo, protezione, sezionamento, misura e interfaccia con la rete.
- Definizione e approntamento dei piani di collegamento alla rete di terra.

Data la componentistica a disposizione del committente, per ottenere la massima versatilità ed affidabilità dell'impianto, lo stesso è stato progettato con criterio modulare.

---

<sup>3</sup> Tratto dalla relazione dello studio  Elios Energy S.r.l.

### 2.9. Organizzazione del cantiere e procedure per la tutela dell'ambiente

Per l'esecuzione delle opere è previsto un periodo di 120 giorni naturali consecutivi. Durante tale periodo si stima il transito all'interno dell'area interessata di circa 350 automezzi pesanti, adibiti al trasporto e alla posa dei materiali impiegati nella costruzione, così articolati:

- circa 110 automezzi per la fornitura dei moduli fotovoltaici in container o in pallet su autoarticolati;
- circa 70 automezzi per la fornitura delle strutture metalliche di sostegno dei moduli;
- circa 30 automezzi per la fornitura e la posa delle cabine elettriche, delle apparecchiature elettromeccaniche di stazione e per la fornitura e l'esecuzione delle opere edili (palificazioni, getti in cls, strutture edilizie in elevazione, ecc.).

Per l'allestimento del cantiere e il deposito e lo stoccaggio dei materiali saranno utilizzate alcune aree interne alla recinzione dell'impianto, in prossimità degli accessi principali. Dette aree saranno sistemate con una pavimentazione in materiale inerte riciclato e finitura superiore con misto stabilizzato di cava.

Il materiale arido utilizzato per l'allestimento temporaneo delle aree di cantiere sarà recuperato a fine lavori e riutilizzato all'interno dell'intera area oggetto di intervento per il completamento della viabilità di progetto e il ripristino della viabilità interpodereale esistente; le aree utilizzate saranno quindi ripristinate nella conformazione originale al termine dello svolgimento delle attività di cantiere. Possibili rischi trasmessi all'ambiente

Indicativamente i possibili rischi trasmessi all'ambiente circostante dalle attività connesse con l'esecuzione dei lavori sono:

- interferenza con la viabilità, durante le operazioni di accesso e uscita degli automezzi dalle aree di cantiere e la percorrenza della viabilità di connessione;
- usura degli strati di finitura delle pavimentazioni stradali per il transito di automezzi pesanti;
- formazione di polveri, durante la movimentazione degli automezzi nelle aree sterrate;
- produzione di rumore, durante la movimentazione dei mezzi meccanici, la battitura dei pali di sostegno dei moduli e l'infissione dei pali di fondazione per l'ampliamento della stazione MT/AT;
- dispersione di olii e carburanti, durante la movimentazione e il rifornimento di carburante dei mezzi all'interno delle aree di intervento.

Tali problematiche dovranno essere analizzate e coordinate tramite apposito Piano di sicurezza e di Coordinamento ai sensi del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i., da redigere in fase di redazione del progetto esecutivo.

### **2.9.1. Procedure da adottare per la riduzione dei rischi e la tutela dell'ambiente**

In relazione alle situazioni di rischio evidenziate al paragrafo precedente, quali prime indicazioni per la redazione del Piano di Sicurezza e di Coordinamento, si segnalano le seguenti procedure da attuare in fase di esecuzione:

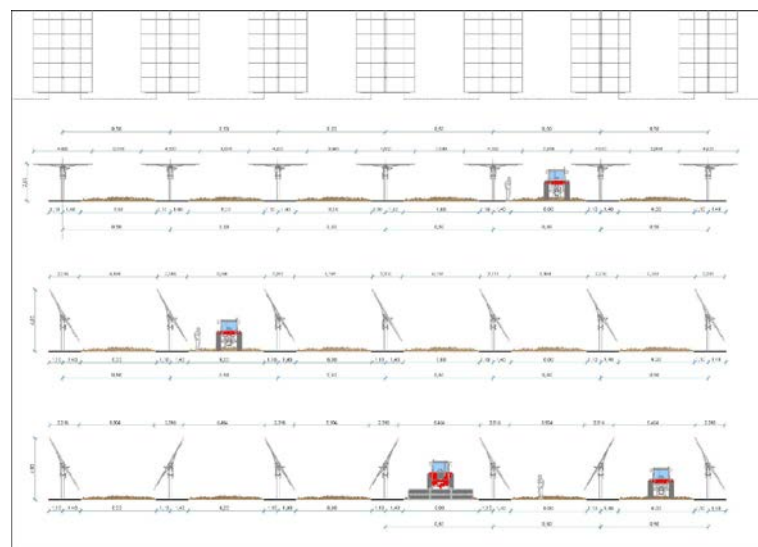
- interferenza con la viabilità: installazione di apposita segnaletica stradale e di segnalazioni luminose nei punti critici di interferenza con la viabilità locale, a partire dagli innesti con la strada provinciale SP 45, lungo la strada provinciale SP 41 e lungo la strada comunale di Via Dossi Vallieri;
- usura degli strati di finitura delle pavimentazioni stradali: riparazione localizzata o ricarica, a seconda della necessità, degli strati di finitura in conglomerato bituminoso e/o stabilizzato calcareo a seconda della tipologia stradale esistente;
- formazione di polveri: evitare la concentrazione di mezzi meccanici e mantenere bagnato il materiale inerte movimentato e la viabilità sterrata con impiego di autobotti, in particolare durante il periodo estivo;
- produzione di rumore: rispettare i regolamenti edilizi comunali in materia di inquinamento acustico; monitorare costantemente il livello di rumore nelle fasi di maggiore attività, evitando possibilmente la concentrazione dell'utilizzo dei mezzi meccanici in aree limitate, soprattutto in vicinanza delle aree abitate;
- dispersione di olii e carburanti: in caso di perdita di olio da parte dei mezzi meccanici impiegati si dovrà provvedere all'immediato allontanamento dall'area di cantiere, al confinamento della zona di terreno interessata con successiva bonifica del terreno e il trasporto a discarica autorizzata del materiale inquinato nel rispetto delle norme e delle procedure di igiene e di sicurezza vigenti; le operazioni di rifornimento del carburante dei mezzi impiegati dovrà essere effettuato esclusivamente all'interno di piazzole delimitate e impermeabilizzate, utilizzando contenitori-distributori conformi alle norme di sicurezza.

### **2.10. Soluzioni adottate per la mitigazione ambientale**

La distanza prevista in progetto tra due file di pannelli pari a 8,5 mt permette di mantenere in coltivazione il 66% della superficie dominata dall'impianto. Considerando inoltre che è prevista

l'esecuzione di una rete di drenaggio tubolare sotterraneo, in sostituzione dell'attuale reticolo di scoline, il recupero delle superfici attualmente occupate dalle scoline permetterà di mantenere in produzione circa il 70% della superficie ora coltivata; a ciò si aggiunge la porzione di terreno a ridosso dell'alzata arginale del vecchio ramo del "Naviglio Adigetto", della superficie di circa 25.000 mq, che conserva integralmente l'attuale utilizzo agricolo.

All'interno dell'area destinata alla produzione energetica, i pannelli sono sollevati dal suolo in maniera da permettere il passaggio di macchine operatrici e di ridurre l'effetto di ombreggiamento al suolo, consentendo, quindi, lo sviluppo delle colture anche al di sotto dell'impianto fotovoltaico per una fascia di larghezza di oltre mt 5,50.



*Figura 2/10 – Schema del posizionamento delle vele in funzione dell'utilizzo agricolo del terreno*

Si stima che la potenzialità produttiva ottenibile, con una scelta opportuna delle colture, si riduca di circa il 30 % rispetto a quella ottenibile in assenza dell'impianto.

Al fine di compensare la presenza nel territorio delle strutture che compongono l'impianto fotovoltaico, il progetto prevede la realizzazione di una struttura arborea e arbustiva di mascheramento e protezione dell'area avente due funzioni essenziali:

- adeguata schermatura al fine di attenuare l'interferenza visiva dell'impianto, in particolare rispetto ai punti di vista più esposti (vie di transito);
- inserimento dell'intervento in un sistema ecologico, garantendo transito e permanenza di selvatici di varia taglia, contribuendo alla connessione degli elementi della rete ecologica prevista dagli strumenti urbanistici (PTCP e PAT).

I sistemi di schermatura visiva, di delimitazione e protezione perimetrale dell'impianto, saranno costituiti da filari di alberi e arbusti di essenze autoctone di tipo deciduo (fasce boscate); dette fasce saranno costituite da:

- un doppio filare variegato disposto lungo il perimetro esterno dell'impianto rivolto ad est e nord, maggiormente esposti alla vista lungo la viabilità locale ed interpodereale esistente;
- un semplice filare variegato disposto lungo i confini sud ed ovest, orientati verso l'interno dell'area a destinazione produttiva.



Figura 2/11 – Particolare dei sistemi di schermatura visiva mediante piantumazioni a bosco ceduo

Le aree circostanti agli elementi arborati andranno adeguatamente inerbite, per proteggere e stabilizzare ulteriormente i fossi perimetrali dell'impianto e per garantire la mobilità sia dei selvatici che per la manutenzione della struttura boscata.

Al fine di consentire il passaggio di piccoli animali e selvaggina presente sul territorio, la recinzione perimetrale, costituita da una rete plastificata a maglia romboidale di mt 2,00 di altezza, sarà installata con il bordo inferiore rialzato di circa 30 cm rispetto alla quota del terreno.

Le essenze da utilizzare nella realizzazione delle fasce alberate governate *a ceduo*, saranno le seguenti:

- Carpino bianco (*Carpinus betulus* L.);
- Carpino orientale (*Carpinus orientalis* L. Miller);
- Ontano napoletano (*Alnus cordata*)
- Olmo bianco (*Ulmus laevis* Pallas);

- Amolo (Prunus cerasifera Ehrh.);
- Biancospino (Crataegus monogyna Jacq.).

### 2.11. Riferimenti catastali

L'area interessata dall'intervento risulta attualmente censita al catasto terreni di Loreo (RO), per quanto riguarda l'impianto agro-fotovoltaico, e di Adria (RO), per quanto riguarda l'ampliamento della stazione di trasformazione MT/AT, con i seguenti estremi:

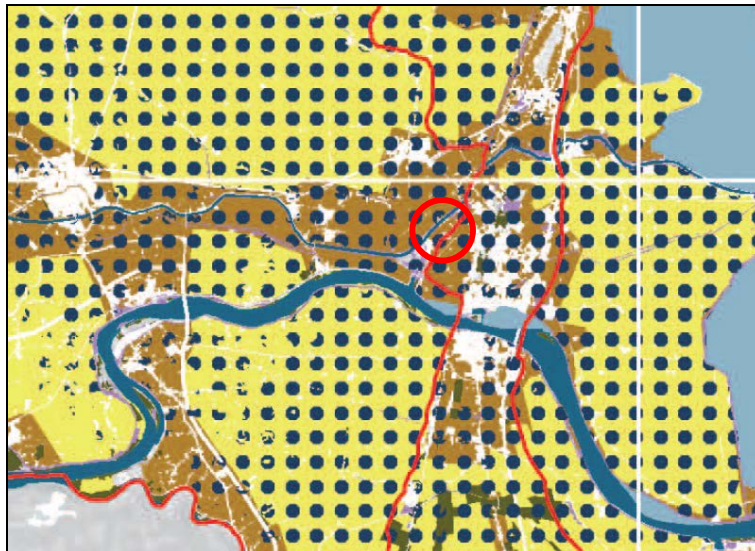
ESTREMI CATASTALI AREA IMPIANTO FOTOVOLTAICO					
Comune	Fg.	Mappale	Qualità	Classe	Superficie (mq)
LOREO	41	147	SEMINATIVO	3	18.750
"	"	148	SEMINATIVO	3	4.705
"	"	72	SEMINATIVO	3	7.295
"	"	53	SEMINATIVO	2	3.964
"	"	59	VIGNETO	2	4.684
"	"	133	SEMINATIVO	3	36.977
"	"	134	SEMINATIVO	3	20.948
"	"	135	SEMINATIVO	3	4.520
"	"	136	SEMINATIVO	2	17.028
"	"	137	SEMINATIVO	2	6.350
"	"	113	SEMINATIVO	3	21.169
"	"	112	SEMINATIVO	3	19.417
"	"	114	SEMINATIVO	3	4.624
"	"	383	SEMINATIVO	3	10.250
"	"	23	SEMINATIVO	2	7.094
"	"	57 AA	SEMINATIVO	1	10.936
"	"	57 AB	VIGNETO	1	104
"	"	58AA	SEMINATIVO	1	8.413
"	"	71	SEMINATIVO	1	6.662
"	"	109	SEMINATIVO	3	20.603
"	"	110	SEMINATIVO	3	13.327
"	"	111	SEMINATIVO	3	4.580
"	"	117	SEMINATIVO	2	13.903
"	"	118	SEMINATIVO	2	1.223
"	"	145	SEMINATIVO	2	3.391
"	"	146	SEMINATIVO	2	13.231
					TOTALE 284.1
ESTREMI CATASTALI AREA AMPLIAMENTO STAZIONE MT/AT PRODUTTORE					
Comune	Fg.	Mappale	Qualità	Classe	Superficie (mq)
ADRIA	33	203	SEMINATIVO	4	3.819
					TOTALE 3.819



## **2.12. Inquadramento territoriale e riferimenti urbanistici**

### **2.12.1. Pianificazione territoriale regionale**

L'area oggetto di intervento è classificata dal Piano Territoriale Regionale di Coordinamento PTRC come area "agropolitana" (rif. Tav 01a - uso del suolo); secondo quanto previsto dalla LR 17/2022, la superficie interessata **non rientra tra le aree e i siti individuati come non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici** con moduli ubicati a terra.




 individuazione dell'area di intervento

Figura 2/12 – Estratto della "TAV. 01a - uso del suo lo" allegata al PTRC

### **2.12.2. Pianificazione territoriale provinciale**

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale PTCP non individua particolari vincoli gravanti direttamente sull'area interessata dall'intervento (rif. TAV. 1.2 - vincoli e pianificazione territoriale).

Per quanto concerne la sicurezza idraulica e idrogeologica, l'area in oggetto è indicata come area con grado di pericolosità P1 - Scolo meccanico (rif. TAV. 2.a.2 - sicurezza idraulica e idrogeologica), interessata solo nella parte a sud, sotto l'argine del canale, dalla possibilità della presenza di aree esondabili o a ristagno idrico.

Sotto il profilo ambientale, in riferimento alle componenti naturalistiche, l'area in oggetto rientra tra le "Aree volte alla riduzione della frammentazione ecologica" (rif. TAV. 3.2 – sistema ambientale naturale), cioè aree idonee a ricevere gli interventi di compensazione ecologica, le quali costituiscono nel loro insieme i corridoi secondari della rete, in cui gli aspetti di maggiore interesse floristico sono quelli riparali (art. 22 delle Norme tecniche di piano).

Infine, per quanto concerne il grado di tutela della capacità agricola, l'area è individuata come ambito a media tutela (rif. TAV. 6.2 - tutele agronomiche e ambientali).

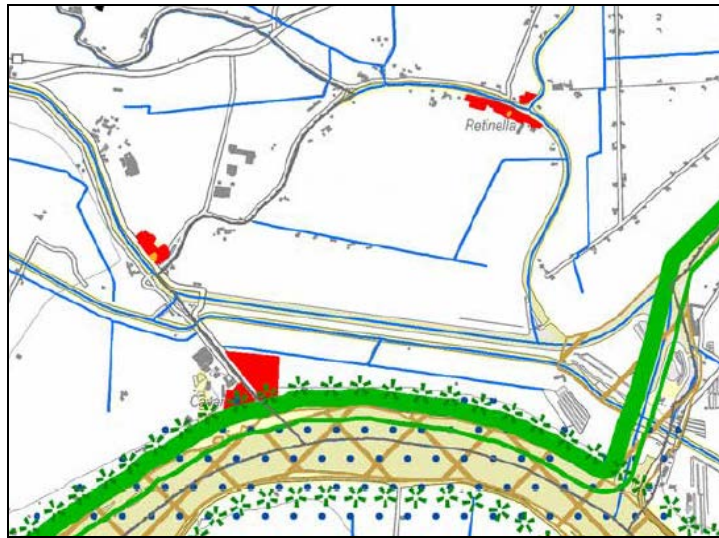
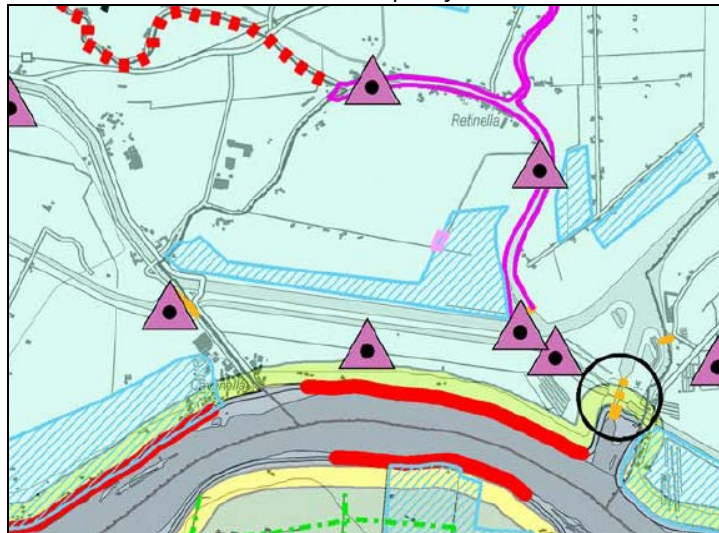


Figura 2/13 – Estratto della “TAV. 1.2 - vincoli e pianificazione territoriale” allegata al PTCP



P1- Scolo meccanico      Aree esondabili o a ristagno idrico


Figura 2/14 – Estratto della “TAV. 2.a.2 – sicurezza idraulica e idrogeologica” allegata al PTCP



Aree volte alla riduzione della frammentazione ecologica

Figura 2/15 – Estratto della “TAV. 3.2 – sistema ambientale naturale” allegata al PTCP



 Ambito a media tutela *Figura 2/16 – Estratto della “TAV. 6.2 - tutele agronomiche e ambientali” allegata al PTCP*

### 2.12.3. Pianificazione urbanistica comunale

La classificazione urbanistica dei terreni interessati dall'intervento prevista dalla pianificazione urbanistica dei comuni di Adria e di Loreo è la seguente:

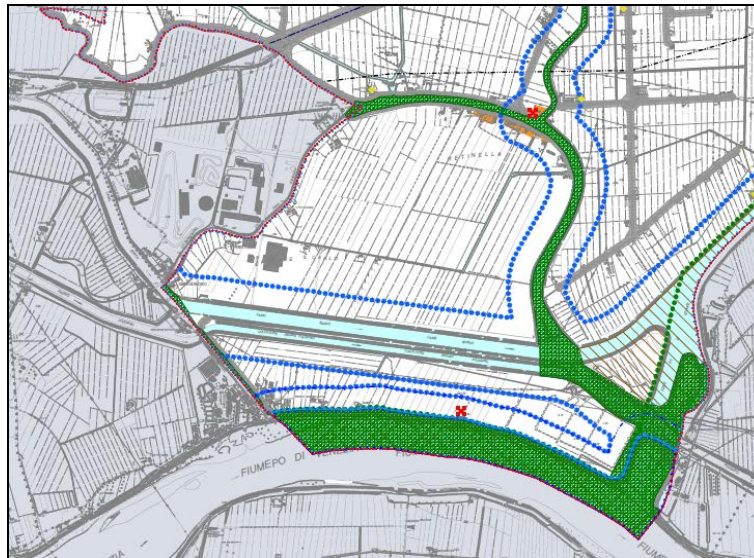
#### Area impianto agro-fotovoltaico

L'impianto agro-fotovoltaico copre una superficie complessiva di circa 28,415 Ha di cui:

- circa 16,770 Ha ricadono all'interno della perimetrazione della zona del Piano per Insediamenti Produttivi (P.I.P.) del Consorzio fra Enti locali per la realizzazione dell'Area Industriale Attrezzata (A.I.A.) del Basso Polesine, all'interno del territorio comunale di Loreo;
- i restanti 11,645 Ha sono ubicati in zona agricola di tipo “E” - sottozona “E/2” zona agricola normale, all'interno del territorio comunale di Loreo.

Il Piano di Assetto Territoriale PAT del comune di Loreo, oltre a individuare parte dell'area in oggetto all'interno del Contesto A.I.A. - Ambito produttivo Sovracomunale, ricomprende l'intera superficie nella più vasta “Area volta alla riduzione della frammentazione ecologica” con esplicito richiamo alle norme dettate dal PTCP.

Per quanto riguarda i vincoli ambientali, l'area è soggetta nella parte più a sud rivolta verso l'argine del Canal Bianco, al “Vincolo paesaggistico D.Lgs. 42/2004 - Corsi d'acqua”, come illustrato nella immagine seguente (**Figura 2/17**).



\*\*\*\*\* Vincolo paesaggistico D.Lgs 42/2004 - Corsi d'acqua

Figura 2/17 – Estratto della “TAV. 1.30 – carta dei vincoli e della pianificazione territoriale” allegata al PAT del comune di Loreo

#### Area stazione MT/AT produttore

➤ l'intera superficie interessata dall'ampliamento della stazione MT/AT ricade all'interno del territorio comunale di Adria, in particolare nelle Zone “D1/E” - industriali e artigianali di espansione, Sottozona “D1/E/1” Area Industriale Attrezzata A.I.A., cioè la parte di territorio comunale compresa nel perimetro del Piano per gli Insempiamenti Produttivi del Consorzio per l'Area Industriale Attrezzata del Basso Polesine.

Nel Piano di Assetto Territoriale PAT del comune di Adria, la superficie interessata dalla stazione MT/AT è ricompresa nelle “Aree di urbanizzazione consolidata /programmata”.

Occorre precisare, che il Consorzio A.I.A. è in fase di liquidazione e il nuovo piano urbanistico attuativo adottato nel 2018, che è in fase di approvazione, non disciplina l'intera perimetrazione della Zona A.I.A., bensì solo due comparti, esterni all'area di intervento del parco agro-fotovoltaico.

#### **2.12.4. Vincoli urbanistici relativi alla rete di connessione**

I vincoli ai quali è soggetto il tracciato della rete di connessione MT, con riferimento alla tavola di progetto “\_Tav. 05\_ Individuaz.area di interv.su estratto PAT”, sono i seguenti:

##### Comune di Loreo

➤ Viabilità/Fasce di rispetto riguardante la strada arginale ex Canalbianco;

##### Comune di Adria

- Rispetto stradale (D.Lgs 285/1992 – Circ. 6/98 L.R. 21/98), riguardante la strada arginale ex Canalbianco e la strada provinciale S.P. 41;
- Rispetto idraulico - Servitù idraulica (R.D. 368/1904 – R.D. 523/1904), riguardante lo scolo consortile “Smergoncino”;
- Rispetto Aree R.I.R. (D.M. 09/05/2011 – D.Lgs. 334/99).

### **2.13. Cronoprogramma delle fasi attuative**

Per l'attuazione del programma di realizzazione dell'intervento, una volta ottenuta l'approvazione regionale, sono previste le seguenti fasi:

- progettazione esecutivagg 30
- esecuzione delle operegg 120
- operazioni di collaudo e rilascio autorizzazionigg 60

Alla luce di quanto sopra esposto si può prevedere che il perfezionamento di tutte le pratiche autorizzative e la realizzazione dell'opera possano svolgersi entro un termine di 7 mesi.

### **2.14. Considerazioni economiche e sostenibilità dell'intervento**

Per la realizzazione delle opere previste in progetto si stima una spesa complessiva di Euro 20.900.000,00, di cui Euro 18.581.285,46 per lavori ed Euro 2.318.714,54 per spese generali ed I.V.A.; l'importo per i lavori a sua volta è ripartito in Euro 13.191.285,46 per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico e relative opere di connessione ed Euro 5.390.000,00 per il sistema di accumulo di energia (storage system).

L'investimento è significativo e ad oggi è reso possibile per la riduzione dei costi della componente principale dell'impianto, ossia dei pannelli fotovoltaici; oggi la produzione di pannelli al silicio, poli o monocristallino, è resa più economica dall'evoluzione tecnologica e dalla concorrenza conseguente alla elevata domanda presente sul mercato.

L'area geografica del comune di Loreo, in provincia di Rovigo, secondo i dati desunti da PVGIS, può contare su un'insolazione utile con inseguitori mono-assiali di circa 1.550 ore annue; considerato un incremento dovuto all'utilizzo di moduli bifacciali pari al 5%, la produzione media con energia solare fotovoltaica, con copertura di circa 1,30 Ha di superficie lorda per 1 MWp, è pari a 1.627.500 KWh.

Considerata la potenza complessiva dell'impianto di 20.452 kWp, la produzione annua iniziale risulta pertanto essere di circa 33.285.000 KWh; tale produzione si riduce di circa lo 0,5% ogni anno dovuto alla perdita di efficienza dei moduli fotovoltaici nel tempo.

In riferimento all'impianto fotovoltaico, da analisi economiche e finanziarie condotte su tipologie di impianto similari, si raggiunge un tasso di rendimento del capitale compreso tra il 5 e il 6%, in linea con i parametri richiesti dagli investitori del settore.

Per quanto riguarda il sistema di accumulo di energia, l'investimento sarà ampiamente ammortizzato dal maggior prezzo di vendita che si potrà ricavare dalla cessione dell'energia accumulata nel momento di massima richiesta del mercato.

La sostenibilità economica della coltivazione nel sistema agro-fotovoltaico si basa su un recente studio condotto dal Dipartimento di Agronomia DAFNAE dell'Università degli Studi di Padova che, considerata una rotazione sessennale frumento - soia - frumento - medica - medica - medica, adottando la tecnica della minima lavorazione del terreno, prevede una resa media di circa Euro/ha 225, escluso eventuale contributo PAC, in linea con quanto ottenibile in campo aperto con colture erbacee di pieno campo.

#### **2.14. Valutazione delle potenzialità agronomiche di un sistema agro-voltaico<sup>4</sup>**

Nonostante l'importante contributo che i sistemi fotovoltaici possono dare per incrementare la disponibilità di energie rinnovabili, l'utilizzo di terreni agrari per l'installazione di pannelli fotovoltaici è generalmente ritenuta inopportuna in termini di consumo del suolo, di impatto sul territorio e di competizione con la produzione primaria. Negli ultimi anni sono stati però introdotti dei nuovi sistemi, detti agro-voltaici, che permettono di accoppiare la produzione di energia fotovoltaica con la produzione agraria, mantenendo la potenzialità produttiva agricola del territorio.

Nei sistemi agri-voltaici i pannelli sono sollevati dal suolo in maniera da permettere il passaggio di macchine operatrici e di ridurre l'effetto di ombreggiamento al suolo, consentendo, quindi, lo sviluppo delle piante al di sotto dell'impianto fotovoltaico. Questo tipo di sistemi si basa sul principio che un ombreggiamento parziale può essere tollerato dalle colture e può determinare vantaggi in termini di minor consumo idrico in estate e in condizioni siccitose. La presenza dei pannelli fotovoltaici protegge le colture da eccessi di calore e contiene il riscaldamento del suolo, rendendo i sistemi agri-voltaici più resilienti nei confronti dei cambiamenti climatici in atto, rispetto a colture tradizionali in pieno campo.

Nel caso del sistema appena descritto, l'interfila tra i pannelli pari a 7,5 m permette di mantenere in coltivazione il 66% della superficie dominata dall'impianto. Considerando però che verrà

<sup>4</sup> Responsabile Scientifico Prof. Antonio Berti del Dipartimenti di Agronomia, Animali, Alimenti, Risorse naturali e Ambiente dell'Università di Studi di Padova

preliminarmente realizzata una rete di drenaggio tubolare sotterraneo, il recupero delle superfici attualmente occupate dalle scoline permetterà di mantenere in produzione più del 70% della superficie ora in coltivazione. La potenzialità produttiva ottenibile, con una scelta opportuna delle colture, non si differenzia di molto da quella ottenibile in assenza dell'impianto, ma si può stimare un significativo risparmio idrico – dell'ordine del 15-20% rispetto ai consumi in campo aperto – dovuto al parziale ombreggiamento, che limita gli eccessi di temperatura e ventosità. Va sottolineato che la presenza dell'impianto fotovoltaico non causa danni permanenti al terreno: nelle fasce coltivate la gestione è simile a quella ordinaria e quindi non si hanno effetti differenziali rispetto al campo aperto.

Nelle fasce di rispetto attorno alle file di pannelli (circa 1,25 m per parte) il terreno verrà mantenuto inerbito e non verranno effettuate lavorazioni meccaniche del terreno. L'inerbimento accoppiato alla mancanza di disturbi meccanici permette di incrementare il tasso di sostanza organica del terreno, con benefici diretti sulla qualità del suolo ed indiretti, legati al sequestro di CO<sub>2</sub> atmosferica nel Carbonio organico stabile del suolo. Con un'opportuna gestione anche delle fasce coltivate, è possibile migliorare la qualità del suolo anche in queste aree. Appare particolarmente opportuna la conversione all'agricoltura biologica: con questo tipo di opzione sarebbe infatti possibile garantire un significativo miglioramento della qualità del suolo e sfruttare in maniera ottimale la presenza delle fasce inerbite, che favoriscono il mantenimento della biodiversità e degli antagonisti naturali degli insetti e funghi nocivi alle colture e consentono di mantenere dei corridoi ecologici per piccole specie di selvatici. Nel complesso, quindi, il sistema in esame ha una notevole valenza anche ecologica, consentendo da una parte di ottenere energie rinnovabili e dall'altra di conservare la potenzialità produttiva agricola dell'area interessata. Anche in un'ottica di medio-lungo periodo, il sistema non solo non determina peggioramenti della potenzialità produttiva dopo l'eventuale dismissione dell'impianto, ma, anzi, può portare ad un miglioramento della fertilità dell'area, applicando una gestione sostenibile delle colture effettuate.

#### **2.14.1. Potenzialità dei sistemi agri-voltaici**

L'utilizzo di terreni agrari per l'installazione di pannelli fotovoltaici è generalmente ritenuta nociva sia in termini di consumo del suolo, di impatto sul territorio e di competizione con la produzione primaria (Mondino et al., 2015).

Finora l'accoppiamento di sistemi di produzione di energia con strutture produttive agricole è stato fatto principalmente per le serre, la cui copertura può essere in parte realizzata con sistemi fotovoltaici. Le serre fotovoltaiche sono diffuse in particolare nel Sud-Europa, dove la riduzione

della radiazione incidente sulle serre causata dai pannelli sostituisce l'ombreggiamento con reti, che sarebbe stato comunque realizzato per contenere la temperatura all'interno della serra. Sono invece molto rari i tentativi di accoppiare estesi sistemi fotovoltaici con coltivazioni di pieno campo, sviluppando ciò che può essere definito come un sistema agri-voltaico. In questo tipo di sistema, i pannelli sono sollevati dal suolo in maniera da permettere il passaggio di macchine operatrici, riducendo però anche l'effetto di ombreggiamento al suolo e consentendo, quindi, lo sviluppo delle piante al di sotto dell'impianto fotovoltaico. Nella sua forma più semplice, un sistema agri-voltaico è strutturato con pannelli fotovoltaici fissi a una quota di almeno 4 m, per consentire il transito nell'area sottostante. Il sistema di pannelli può generalmente coprire una quota compresa tra il 25 ed il 50% della superficie, per non limitare troppo la radiazione al livello della coltura sottostante. L'efficienza del sistema, sia in termini di produzione di energia che di produzione agraria, può essere migliorata con l'utilizzo di pannelli mobili, che si orientano nel corso della giornata massimizzando la radiazione diretta intercettata, lasciando però circolare all'interno del sistema una quota di radiazione riflessa che permette una buona crescita delle piante. Questo tipo di sistemi si basa sul principio che un ombreggiamento parziale può essere tollerato dalle colture e può determinare vantaggi in termini di minor consumo idrico in estate e in condizioni siccitose (Dinesh e Pearce, 2016). La presenza dei pannelli fotovoltaici protegge le colture da eccessi di calore e contiene il riscaldamento del suolo (Marrou, Guilioni, Dufour, Dupraz, & Wéry, 2013) rendendo i sistemi agri-voltaici più resilienti nei confronti dei cambiamenti climatici in atto, rispetto a colture tradizionali in pieno campo (Dupraz et al., 2011).

#### **2.14.2. Situazione attuale dell'area oggetto di intervento**

L'area interessata all'impianto si trova all'interno di un'area parzialmente isolata idraulicamente, tra il fiume Po e dei canali appartenenti al sistema di bonifica polesano. Il piano di campagna è posto al di sotto del medio mare (tra -2 e -4 m slm). Il terreno è di tipo argilloso-limoso, con presenza di fasce più sabbiose in corrispondenza di alcuni paleoalvei, ed è caratterizzato da una buona capacità di campo (indicativamente al 35% v/v) e una discreta riserva idrica utilizzabile ( $R_u \approx 20\% \text{ v/v}$ ). La densità apparente è medio-elevata (circa 1.38 t/mc) e, a causa della prevalenza di componenti fini nella tessitura, la permeabilità idraulica è ridotta.

La sistemazione attuale è a larga ferrarese, con appezzamenti larghi tra 50 e 60 m.

L'area è attualmente utilizzata per la coltivazione di classiche colture cerealicolo-industriali di pieno campo (frumento, soia, mais). Dal punto di vista produttivo, le limitazioni principali consistono nel rischio di ristagno superficiale e sotto-superficiale, in relazione al tipo di tessitura e



alla giacitura degli appezzamenti, attualmente controllati solo in parte dal tipo di sistemazione adottata.

### 2.14.3. Potenzialità produttiva post-intervento

L'impianto agri-voltaico è stato progettato in modo che la sua installazione lasci ampio spazio alla coltivazione dell'area occupata. Il sistema di pannelli ad inseguimento lascia delle fasce coltivabili di 5 m tra le file di pannelli. Considerando una distanza di 8,5 m tra le file di pannelli, ciò consentirebbe di mantenere in coltivazione il 66% della superficie complessiva impegnata dall'impianto (*Figure 2/18, 2/19, 2/20*).



Figura 2/18 – Tavola 22\_B. Utilizzo agricolo dell'area

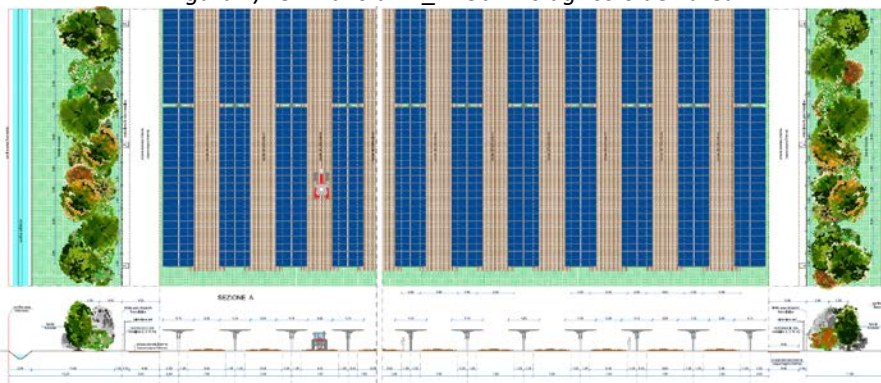


Figura 2/19 – Tavola 22\_B. Particolare utilizzo agricolo dell'area con i pannelli in orizzontale

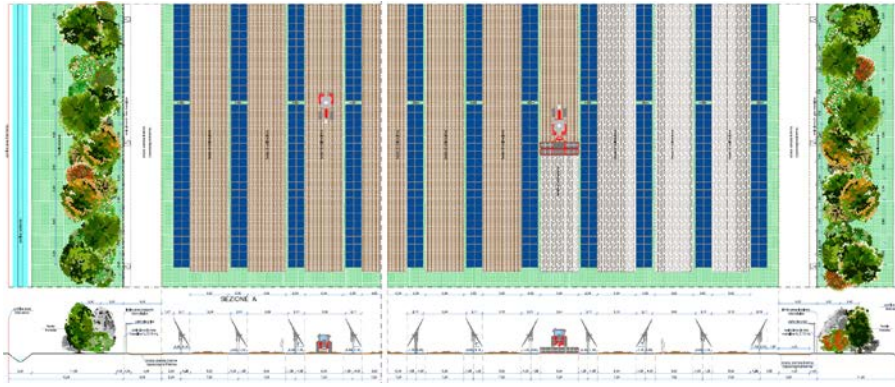


Figura 2/20 – Tavola 22\_B. Particolare utilizzo agricolo dell'area con i pannelli in verticale

Nella parte coltivabile, la crescita delle piante è influenzata da diversi fattori, ed in particolare:

- 1) Riduzione della radiazione incidente per intercettazione da parte dei pannelli fotovoltaici;
- 2) Influenza dell'impianto fotovoltaico sulla ventosità a livello della coltura.

Questi due fattori principali influenzano poi la crescita delle colture regolando:

- a) Il tasso di fotosintesi delle piante;
- b) La temperatura, sia a livello fogliare che del terreno;
- c) L'evapo-traspirazione della coltura e, quindi, il suo fabbisogno idrico.

L'impianto agri-voltaico proposto avrà inoltre effetti indiretti, legati alla necessità di strutturare un impianto di drenaggio tubolare sotterraneo, in modo da consentire un completo controllo della falda idrica superficiale e permettere la transitabilità anche nei periodi caratterizzati da precipitazioni intense. Va sottolineato che questo tipo di drenaggio è sicuramente favorevole anche per l'attività agricola, consentendo di ridurre il rischio di ristagno idrico, molto frequente in aree depresse e con terreni con tessitura medio-fine. Il drenaggio tubolare consente inoltre di recuperare circa il 5-7% della superficie, attualmente occupato dalle scoline, aumentando di conseguenza anche la superficie coltivabile all'interno dell'area interessata. Considerando il recupero della superficie delle scoline, la realizzazione dell'impianto consentirà di mantenere in coltivazione una superficie complessiva pari a più del 70% della superficie attualmente coltivabile.

#### 2.14.4. Effetto dell'ombreggiamento sulle colture

Il principale fattore che influenza la resa sotto un impianto agri-fotovoltaico è comunque la disponibilità di radiazione a livello delle piante. Per gran parte delle colture erbacee ci sono limitate informazioni sulla tolleranza all'ombreggiamento, mentre si conoscono bene gli effetti positivi sulla qualità delle produzioni per le colture arboree, che vengono normalmente coltivate sotto vari tipi di reti ombreggianti e/o antigrandine. In colture come il mais, l'ombreggiamento determina consistenti riduzioni dell'altezza delle piante, nel diametro del fusto, nel tasso di

fotosintesi netta, nell'accumulazione di biomassa aerea e nel numero di carioidi per spiga (Dupraz et al., 2011). In altre colture gli effetti possono essere anche molto differenti: il fagiolo, ad esempio, tollera piuttosto bene l'ombreggiamento, come l'erba medica, che può essere coltivata tra fasce boscate senza apprezzabili effetti sulla produzione (McGraw et al., 2008). Rispondono abbastanza bene all'ombreggiamento colture estive come lattughe e il cetriolo, mentre colture autunno vernine, come il frumento, si adattano bene all'ombreggiamento, fornendo rese simili a quelle in aria libera sotto impianti fotovoltaici che coprono il 50% della superficie del terreno (Marrou, Guilioni, Dufour, Dupraz, & Wéry, 2013; Marrou, Wéry, Dufour, & Dupraz, 2013). Un'analisi approfondita sulla potenzialità produttiva in risposta all'ombreggiamento è stata effettuata da Lin et al (1998) in Missouri (USA) con condizioni climatiche relativamente simili a quelle del Nord-Italia. Questi autori hanno analizzato la produzione di 30 specie foraggere allevate in piena luce o con ombreggiamenti crescenti. In **Figura 2/21** è riportato un riassunto dei risultati ottenuti con ombreggiamenti del 50 e dell'80% (valori in % della produzione in piena luce). I risultati hanno evidenziato come la maggioranza delle piante a ciclo estivo tendono a ridurre la resa in condizioni ombreggiate. L'effetto è particolarmente sensibile per le piante C4 mentre è generalmente più limitato nelle C3. Considerando le principali colture dell'areale Veneto, colture come il Mais (C4) sarebbero quindi fortemente influenzate dall'ombreggiamento mentre colture C3, come Bietola e Erba medica, possono più facilmente adattarsi alla riduzione di radiazione.

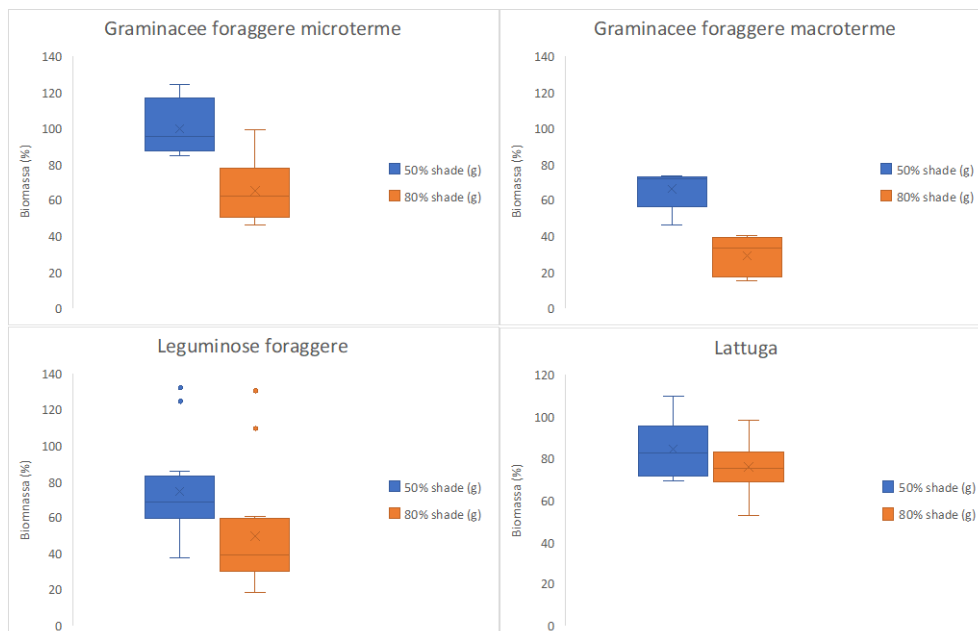


Figura 2/21 – Resa relativa di varie specie foraggere e di lattuga sottoposte ad ombreggiamenti del 50% e dell'80%. Dati espressi come % della resa delle colture in piena luce. Rielaborato da Lin et al. (1998), Marrou et al (2013), Elamri et al. (2018).

Nelle piante a ciclo autunno-vernino, gli Autori più sopra citati hanno trovato un'ampia gamma di comportamenti diversi, con alcune specie foraggere in grado addirittura di avvantaggiarsi in condizioni di ombreggiamento. La resa mediana con un ombreggiamento del 50% è comunque risultata superiore al 75% del potenziale e, nel 18% dei casi studiati, la produzione di biomassa è risultata pari o superiore a quella dei testimoni. Su tipiche colture di pieno campo come il frumento, Dupraz et al. (2011) hanno stimato a Montpellier (F) riduzioni del 29% della biomassa aerea del frumento e del 19% della produzione di granella sotto un impianto a elevata densità, mentre sotto un sistema con densità di pannelli simile a quella dell'impianto qui proposto, le riduzioni si sono limitate all'11% per la biomassa e all'8% per la granella. È da notare come l'effetto dell'ombreggiamento sia più marcato per lo sviluppo vegetativo della pianta, mentre la produzione di seme è meno influenzata dalla presenza dei pannelli fotovoltaici.

In condizioni ambientali simili a quelle dell'impianto progettato, Amaducci et al. (2018) hanno simulato a Piacenza la resa del frumento sotto un impianto agri-voltaico con densità simile a quella dell'impianto proposto, considerando l'andamento meteo osservato nel periodo 1976-2014. Il risultato apparentemente sorprendente è che le rese sotto l'impianto non si sono ridotte rispetto alla coltivazione in aria libera e che, anzi, in diverse annate la resa simulata in assenza di pannelli fotovoltaici poteva addirittura essere inferiore. L'incremento di resa del frumento può essere spiegato considerando che la presenza dei pannelli fotovoltaici, riducendo la radiazione al suolo, limita il tasso di evapotraspirazione e i picchi di temperatura nelle ore più calde del giorno. La presenza dei pannelli riduce inoltre la ventosità a livello delle piante, concorrendo a limitare l'evapotraspirazione e riducendo il rischio di fenomeni avversi, come l'allettamento delle colture. Nel caso di specie orticole come il pomodoro, l'ombreggiamento parziale è una normale pratica di coltivazione che consente di ottimizzare la qualità dei frutti. Questa coltura risente relativamente poco dell'ombreggiamento e, in condizioni di radiazione contenuta, accumula maggiori quantità di antiossidanti ed è meno soggetto a lesioni superficiali del frutto (Gent, 2007). La seguente **Figura 2/22** riporta la resa relativa di frumento e pomodoro, ricavata da sperimentazioni in cui la coltura di pieno campo era comparata con vari livelli di ombreggiamento. Tutti i dati di resa sono espressi in % del testimone non ombreggiato. Come si può notare, la produzione del pomodoro non viene influenzata dall'ombreggiamento anche in condizioni in cui la radiazione incidente si riduce al di sotto del 50% di quella in aria libera. Nel frumento, l'effetto dell'ombreggiamento è leggermente più evidente ma, comunque, la potenzialità di resa della coltura si mantiene su livelli elevati anche con ombreggiamenti consistenti

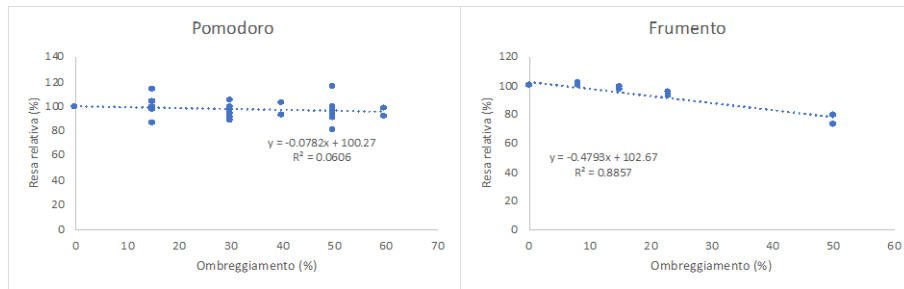


Figura 2/22 – Resa relativa di pomodoro e frumento sottoposti a diversi livelli di ombreggiamento. Modificato da Li et al. (2010); Savin e Slafer (1991), Callejón-Ferre et al. (2009), Gent (2007).

### 2.14.5. Effetto dell'ombreggiamento sul tasso di Evapotraspirazione ed efficienza d'uso dell'acqua

Al di sotto di un sistema agri-fotovoltaico il tasso evapo-traspirativo è influenzato dalla minore quantità di radiazione incidente, che determina anche una riduzione della temperatura, e dalla ventosità, che viene ridotta rispetto alle condizioni di aria libera. L'effetto principale è comunque legato alla riduzione della radiazione incidente; i dati di Elamri et al. (2018) e Marrou, Dufour, & Wery (2013) indicano riduzioni dell'evapo-traspirazione comprese tra il 14 ed il 32% con ombreggiamenti compresi tra il 25% e il 50% della superficie coltivata. Considerando che il fabbisogno idrico delle principali colture varia tra i 2.000 ed i 6.000 mc/ha a seconda del periodo di coltivazione e delle caratteristiche intrinseche della specie, le colture allevate all'interno del sistema agri-voltaico possono permettere risparmi idrici compresi tra circa 300 e 1900 mc/ha/anno rispetto a colture di pieno campo.

Va inoltre sottolineato che le sperimentazioni effettuate indicano che l'ombreggiamento riduce il flusso di calore latente e incrementa i flussi di CO<sub>2</sub> (Siqueira et al., 2012) in confronto all'assenza di ombreggiamento. In queste condizioni, l'efficienza d'uso dell'acqua (rapporto tra il carbonio assimilato e l'acqua persa per traspirazione), si incrementa fino al 25%. Tanny (2013) riporta riduzioni del fabbisogno irriguo del 30% per coltivazioni di banana soggetto a ombreggiamento. In condizioni simili a quelle della pianura padana, Elamri et al. (2018) hanno rilevato riduzioni del fabbisogno irriguo superiori al 20% in lattuga coltivata in un sistema agri-voltaico. Anche per colture autunno-vernine, normalmente non irrigate, la riduzione del fabbisogno evapo-traspirativo può essere di grande importanza. Nella Pianura Padana la potenzialità produttiva del frumento è spesso limitata dalla "stretta" nella fase finale di maturazione, dovuta ad alte temperature e carenze idriche. Una riduzione del consumo idrico e della temperatura di picco a livello del terreno consente di contenere gli effetti della stretta, incrementando sia la produzione che la qualità tecnologica della granello prodotta.

#### 2.14.6. Potenzialità produttiva all'interno del sistema agri-voltaico in esame

La distribuzione della radiazione all'interno dell'interfila (**Figura 2/23**) presenta un andamento a campana, con valori molto bassi nelle zone sottostanti ai pannelli e valori pari a circa il 50% della radiazione incidente al centro dell'interfila dei pannelli. Considerando una fascia non coltivata di 1 m rispetto alle file di pannelli, la radiazione media disponibile all'interno della fascia coltivabile varia tra il 10% ed il 50% della radiazione in assenza di pannelli.

Sulla base delle relazioni tra ombreggiamento e resa presentate più sopra, si può stimare la potenzialità produttiva delle colture, in relazione al posizionamento nell'interfila dei pannelli.

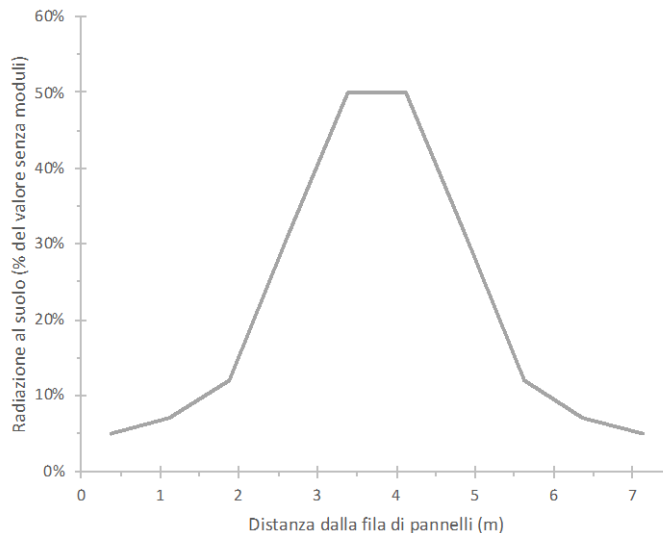
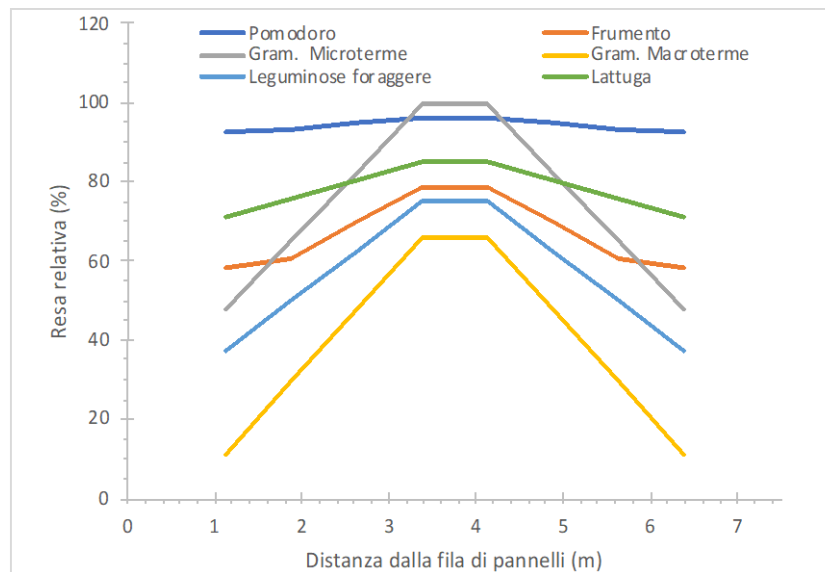


Figura 2/23 – Livello di ombreggiamento sull'interfila dei pannelli fotovoltaici

Va sottolineato che i valori stimati per le aree più prossime alle file dei pannelli sono fortemente cautelativi, in quanto la coltura può beneficiare di un effetto di bordo, intercettando non solo la radiazione proveniente dall'alto, ma anche parte della radiazione diffusa su piani orizzontali.

Come si può vedere dalla seguente **Figura 2/24**, le colture che meglio si adattano alle condizioni di ombreggiamento sono alcune orticole, come pomodoro e lattuga, ed il frumento. Tra le colture foraggere, si possono ottenere rese interessanti con erbai autunno-vernini, loiessa in particolare e con leguminose foraggere come l'erba medica. Sono invece sconsigliabili colture estive ad elevate esigenze radiative come mais e graminacee foraggere estive.



*Figura 2/24 – Potenzialità produttiva di alcune tipologie di colture all'interno del sistema agri-voltaico in progetto. Valori espressi in % della produzione in assenza di pannelli.*

Considerando i risultati delle sperimentazioni fin qui condotte le colture che meglio si adattano alla coltivazione in condizioni di ombreggiamento parziale sono alcune orticole, come pomodoro e lattuga, le colture autunno-vernine, tra cui rivestono particolare interesse per l'ambiente considerato il frumento e l'orzo, e alcune colture foraggiere, sia graminacee, come la loiessa, che Leguminose. Altre colture potenzialmente di interesse sono le crucifere a ciclo autunno-vernino, sia da seme come il Colza che per produzioni orticole (cavolo, cavolo cappuccio, verze). Tra le colture estive può essere d'interesse la barbabietola da zucchero, che si avvantaggerebbe in notevole misura del contenimento dei picchi di temperatura e radiazione estiva, tutto il gruppo delle leguminose da granella, in particolare pisello e fagiolo e, in minor misura, la soia. Tra le perennanti erbacee da foraggio è di forte interesse l'erba medica, sia per la sua adattabilità alle condizioni di coltivazione che per i positivi effetti sulla qualità del terreno.

Al di là della scelta colturale, appare comunque particolarmente adatta una conversione dei terreni all'agricoltura biologica. Soprattutto nel caso dei cereali da granella, infatti, la minor disponibilità di nutrienti rispetto a colture convenzionali porta frequentemente a stress nutrizionali, con conseguenti perdite di rese e scadimenti qualitativi delle produzioni (es. riduzione del tenore proteico in frumento). La coltivazione in condizioni di ombreggiamento parziale potrebbe essere in questo caso vantaggiosa: la limitazione dello sviluppo vegetativo delle colture – che come si è visto più sopra è più marcato delle riduzioni di resa - permette di ottimizzare la produzione areica in relazione ai fitonutrienti effettivamente disponibili.

## 2.14.7. Sostenibilità economica nel sistema agri-voltaico

### 2.14.7.1. Aspetti economici

Per valutare le potenzialità economiche e tecniche del sistema, si può considerare una rotazione sessennale frumento – soia - frumento – medica - medica – medica, adottando la tecnica della minima lavorazione del terreno. La scelta delle colture è stata effettuata considerando delle specie di taglia limitata, per non interferire con la funzionalità della parte fotovoltaica del sistema e, per le colture a ciclo di crescita primaverile estivo, per l'elevata capacità di recupero dell'acqua disponibile nel suolo. Con queste colture, la potenzialità produttiva è principalmente limitata dalla riduzione della radiazione disponibile. Sulla base delle informazioni bibliografiche, non ci si aspettano effetti rilevanti sulla resa del Frumento mentre, per le colture estive, si potrebbe avere una riduzione di resa del 20-25%. Nei successivi calcoli, la riduzione di resa media sull'intera fascia coltivabile viene cautelativamente stimata al 25% del potenziale in condizioni di campo aperto.

I costi ed i ricavi presumibili di questa rotazione sono riassunti in **Tabella 2/3**. La rotazione presenta dei margini positivi che, nella media del quinquennio, sono di circa 225 €/ha, in linea con quanto ottenibile in campo aperto con colture erbacee di pieno campo. Si sottolinea che i conti colturali sono stati effettuati senza considerare l'eventuale contributo PAC<sup>5</sup>, che può essere riconosciuto ove la coltivazione venga realizzata da un agricoltore attivo avente diritto sul terreno. Va sottolineato che le rese sono state stimate in assenza di irrigazione. Nell'ambiente considerato è presumibile un apprezzabile apporto dalla falda per la coltura di medica e, in misura leggermente minore, per la soia. In presenza di irrigazione, comunque, è prevedibile un sensibile aumento delle rese medie delle colture estive. Per colture sarchiate come la soia, l'irrigazione potrebbe essere realizzata con un impianto localizzato a manichette, che non interferisce con la funzionalità del sistema fotovoltaico e consente un notevole risparmio idrico rispetto a sistemi irrigui a pioggia.

---

<sup>5</sup> La politica agricola comune (PAC) è una delle politiche comunitarie di maggiore importanza, impegnando circa il 39% del bilancio dell'Unione europea. È prevista dal Trattato istitutivo delle Comunità.



		Frumento	Soia	Frumento	Medica			Media triennio
					1° anno	2° anno	3° anno	
Lavorazioni terreno	€/ha	100	150	100	130	0	0	43
Concimazione	€/ha	220	185	220	200	0	0	67
Seme e semina	€/ha	210	215	210	210	0	0	70
Agrofarmaci	€/ha	150	150	150	60	60	60	60
Raccolta e trasporto	€/ha	240	180	240	230	500	500	410
Costi totali	€/ha	920	880	920	830	560	560	650
Produzione	t/ha	7.5	4.5	7.5	5.0	10.0	10.0	8.3
Produzione in agrivoltaico	%	75	75	75				75
Prezzo	€/t	190	345	190				145
Ricavo totale	€/ha	1069	1164	1069				906
Reddito lordo	€/ha	149	284	149				256
Media rotazione		225	€/ha					

*Tabella 2/3 – Costi, ricavi e margine lordo della rotazione sorgo-frumento medica-medica medica all'interno del sistema agrivoltaico, al netto di eventuali contributi PAC.*

La rotazione considerata già fornisce, al netto di contributi, un reddito positivo, pur con un numero limitato di interventi colturali (tra 5 e 7, a seconda delle colture), tali da non impattare negativamente sulla parte fotovoltaica del sistema. Va sottolineato che la redditività media per unità di superficie potrebbe essere notevolmente incrementata utilizzando parte del sistema per produzioni orticole, realizzando delle zone di intensificazione colturale. Queste zone potrebbero essere realizzate nelle aree perimetrali dell'impianto, vista la maggiore necessità di interventi colturali su queste colture e l'opportunità di non interferire con la coltivazione delle specie più estensive, come quelle indicate in precedenza.

#### **2.14.7.2. Gestione della meccanizzazione delle colture**

La meccanizzazione delle colture, infine, può essere effettuata con macchine ampiamente compatibili con l'impianto agrivoltaico. Nella fase di passaggio delle macchine operatrici i pannelli vengono posti in posizione verticale, lasciando completamente libera l'area coltivabile nell'interfila. Si ricorda che la fascia coltivabile ha un'ampiezza di almeno 5 m e che i pannelli sono spazati di 8.5 m. Ciò consente il movimento di tutte le attrezzature portate anche da trattori di elevata potenza, che hanno comunque larghezze limitate entro i 2.5 m, ampiamente compatibili con l'impianto in esame.

Nel caso della rotazione proposta, e per qualsiasi tipo di coltivazione erbacea implementabile nell'impianto, le apparecchiature di maggiore dimensione impiegabili per la coltivazione sono le macchine da raccolta e, in particolare, le mietitrebbie impiegate per la raccolta delle colture da granella. Anche in questo caso, il corpo macchina ha dimensioni ampiamente compatibili con il sistema progettato (larghezza del corpo macchina entro i 4 m e altezza tra i 3,5 e 4 m) mentre le

barre di taglio normalmente impiegate hanno larghezze tra i 5 e i 6 m, in grado di raccogliere tutta la superficie coltivabile senza rischi di interferenza con il sistema fotovoltaico. Anche le capezzagne di testa ai filari hanno ampiezza sufficiente per permettere le manovre in testata (minimo 6 m dalla recinzione), garantendo quindi la mobilità di tutte le macchine necessarie per la coltivazione dell'area.

### **2.14.7.3. Conclusioni**

Gli impianti agri-voltaici hanno un forte interesse per differenziare l'utilizzazione del territorio, mantenendo la potenzialità produttiva agricola ma consentendo, nel contempo, di produrre energia rinnovabile. Gli studi condotti finora evidenziano come l'output energetico complessivo per unità di superficie (Land Equivalent Ratio – LER), in termini di produzione agricola ed energia sia superiore nei sistemi agri-voltaici rispetto a quanto ottenibile con le sole implementazioni agricole o energetiche in misura compresa tra il 30% ed il 105% (Amaducci et al., 2018). I sistemi agri-voltaici si configurano quindi come una modalità di gestione innovativa del territorio, che può permettere notevoli vantaggi a livello ambientale. Va sottolineato che questo sistema può avere un significativo impatto sul bilancio di gas clima-alteranti come l'anidride carbonica: da una parte la produzione di energia fotovoltaica permette di contenere l'uso di fonti non rinnovabili, dall'altra il sistema, con un'opportuna gestione agronomica può sequestrare significative quantità di C atmosferico. Le fasce inerbite non lavorate attorno alle file dei pannelli possono accumulare significative quantità di sostanza organica. Le sperimentazioni in atto presso l'Università di Padova indicano infatti un potenziale di sequestro di carbonio di 0,4 t/ha di C (equivalenti a 1,47 t/ha/anno di CO<sub>2</sub>) con la conversione da terreno lavorato ad inerbito (Morari et al., 2006). Tale tasso sequestro si può mantenere per lunghi periodi di tempo (10-15 anni), compatibili con la vita produttiva del sistema agri-voltaico. Considerando una superficie inerbita pari al 30% della superficie totale, si può stimare un sequestro medio di circa 30 t/anno di CO<sub>2</sub>, che si aggiungono ai risparmi di emissione garantiti dall'energia rinnovabile prodotta.

Nel caso del sistema in esame, può essere mantenuta in produzione agricola più del 70% della superficie complessiva, con una potenzialità produttiva areica prossima a quella ottenibile in campo aperto, se le colture vengono scelte opportunamente. Sono di particolare interesse i cereali autunno-vernini (es. frumento), le colture foraggere, erba medica in particolare ed alcune specie orticole (solanacee come il pomodoro, crucifere come cavoli e verze, leguminose da granella come pisello e fagiolo). Va sottolineato che la presenza del sistema fotovoltaico, per queste colture, diviene vantaggiosa: la presenza dei pannelli, infatti, se da una parte riduce la radiazione

disponibile, dall'altra permette un efficace controllo micro-ambientale, riducendo i possibili effetti nocivi di un eccesso di ventosità (allettamento in particolare, ma anche incremento dei consumi idrici).

Tra le colture estive dovrebbe essere valutata la Barbabietola da zucchero: per questa coltura non sono disponibili informazioni sull'adattabilità in condizioni di ombreggiamento, ma la sua produttività è frequentemente limitata nei nostri areali dall'eccesso di temperatura associato alla forte irradiazione dei mesi estivi. Il sistema agri-voltaico ha degli aspetti vantaggiosi per l'utilizzazione delle risorse idriche. Le sperimentazioni condotte su sistemi simili evidenziano infatti una sensibile riduzione dei consumi idrici delle colture a parità di output. Come riportato più sopra, il risparmio idrico può arrivare anche al 20% del fabbisogno in condizioni di campo, è ciò è un aspetto di particolare importanza in un'ottica di adattamento ai cambiamenti climatici. Il sistema proposto presenta inoltre dei vantaggi collaterali, legati alla strutturazione di un sistema di drenaggio tubolare sotterraneo. Questa tecnologia permette di implementare in maniera particolarmente efficace le tecniche di drenaggio controllato, limitando i volumi idrici in uscita e rallentando i tempi di corrivazione verso i corpi idrici superficiali. In un territorio ad elevato rischio idraulico come l'areale Polesano, questi sistemi sono di particolare interesse per ottimizzare il funzionamento dei sistemi comprensoriali di bonifica. La potenzialità ambientale del sistema agri-voltaico può essere inoltre valorizzata appieno convertendo l'area interessata all'agricoltura biologica. La presenza di fasce di terreno non lavorate sotto le file dei pannelli favorisce il mantenimento della biodiversità e degli antagonisti naturali degli insetti e funghi nocivi alle colture e consente di mantenere dei corridoi ecologici per piccole specie di selvatici. In un sistema biologico, inoltre, ci si può attendere un apprezzabile sequestro di C atmosferico, per l'aumento del tenore in sostanza organica del suolo nella parte coltivata, che si somma a quanto ottenibile nelle fasce inerbite lungo le file di pannelli. Il tasso di sequestro di C, in questo caso, è stimabile a 0,58 t/ha/anno di C, sempre su un arco temporale di 10-15 anni (*Morari et al, 2006*). Considerando la superficie coltivata dell'impianto, ciò corrisponde a circa 85 t/ha/anno di CO<sub>2</sub> sequestrata. È da sottolineare inoltre che l'impianto dovrà essere circondato da una bordura con essenze arboree di medio-bassa taglia. Scegliendo opportunamente le specie, si potranno avere ulteriori vantaggi sia di carattere ambientale (riduzione dei flussi di fitonutrienti in uscita, mantenimento di corridoi ecologici per i selvatici) che per l'inserimento dell'impianto nel territorio, con la trasformazione di un'area attualmente piatta ed uniforme in un ambiente fortemente variato dal punto di vista vegetazionale, con un apprezzabile valore estetico.

### **2.15. Alternative di progetto**

La procedura di VIA è, per definizione, uno strumento di supporto alla fase decisionale dell'Amministrazione che si sviluppa attraverso una serie di confronti finalizzati a determinare quale sia la soluzione migliore, non in assoluto, ma con riferimento ai vincoli ed agli obiettivi che l'opera stessa deve rispettare al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi progettuali. In un tale contesto, si pone la necessità di valutare tutte le possibili soluzioni alternative, utili al perseguimento dell'obiettivo dell'intervento, non limitando tale approccio alla sola definizione degli aspetti costruttivi, ma estendendo tale tipo di valutazione anche ai diversi livelli della procedura. È da ritenersi un fatto comunemente accettato che, definito un obiettivo, esistano indubbiamente diverse opzioni progettuali, in grado di garantirne il perseguimento in accordo con i finanziamenti disponibili. Oggetto dello Studio di Impatto Ambientale, quindi, è la scelta della soluzione progettuale che meglio delle altre si inserisce nel relativo contesto tecnico-amministrativo.

A tal fine, inoltre, verrà considerata a riferimento anche la pianificazione territoriale vigente, sulla base dei contenuti del QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO, ed inoltre verranno approfonditi i prevedibili impatti delle opere sull'ambiente circostante, come descritto in dettaglio nel QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.

Come già anticipato nel **paragrafo 2.1.**, sulla base di quanto generalmente prodotto in sede di SIA e comunemente accettato nella letteratura di settore, per la classificazione delle diverse alternative progettuali viene fatto riferimento alle seguenti categorie:

- Alternative strategiche sono, per definizione, quelle che mettono in discussione la fattibilità stessa dell'opera o che prevedono la realizzazione di interventi fra loro incompatibili o quanto meno significativamente differenti;
- Alternative di localizzazione: sono invece quelle che prevedono la definizione del sito su cui realizzare l'opera, qualora possano essere prese in considerazione più opzioni alternative per la relativa ubicazione, in prima analisi tutte fattibili. Va da sé infatti, che la medesima opera calata in ambiti diversi non produce gli stessi effetti;
- Alternative strutturali e tecniche, con le quali si intende rappresentare la definizione delle possibili diverse metodologie operative e/o costruttive per la realizzazione degli interventi di progetto, senza che ne sia messo in discussione l'obiettivo finale e la stessa configurazione complessiva delle opere da realizzare;
- Alternativa zero (opzione 0): la procedura di impatto ambientale mira ad assicurare che siano fornite determinate informazioni essenziali al fine di valutare le ripercussioni sull'ambiente di

un progetto. La normativa vigente (cfr. l'art. 21, comma 2, lett. b, del Dlgs. 3 aprile 2006, n. 152, e l'art. 1, comma 1, lett. c, della legge regionale 26 marzo 1999, n. 10) pretende che siano identificate e valutate le possibili alternative al progetto, compresa la sua non realizzazione, con l'indicazione delle principali ragioni della scelta effettuata, al fine di rendere trasparente la scelta sotto il profilo dell'impatto ambientale, e allo scopo di evitare interventi che causino sacrifici ambientali superiori a quelli necessari al soddisfacimento dell'interesse sotteso all'iniziativa. Il TAR Veneto (sez. III, sentenza 333/2012) ha dichiarato *“illegittima una Valutazione di impatto ambientale (Via) che non prende in considerazione o le prende in maniera insufficiente le opzioni suddette, compresa la cosiddetta «opzione zero»”*.

Nel seguito della presente relazione verranno quindi effettuati i necessari approfondimenti per ciascuna delle su indicate categorie di alternative, prima di entrare nel merito della soluzione progettuale valutata nel successivo QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE. Ciò precisato va detto che la proposta progettuale attiene una particolare tipologia progettuale, che è quello di realizzare impianti fotovoltaici a terra. Da ciò ne discende, tenuto conto della specifica categoria progettuale, cioè quella relativa alla produzione di energia da fonti rinnovabili, di verificare possibili alternative in relazione alla loro localizzazione nonché alla loro tecnologia che in questi ultimi anni hanno subito profonde modifiche. Anche dal punto di vista delle *“strategie”* di approvvigionamento delle fonti energetiche, in relazione agli eventi legati ai cambiamenti climatici, hanno indotto praticamente tutti gli Stati ad assumere iniziative legislative in favore dello sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. Ne consegue, pertanto, che, fermo restando l'obiettivo di realizzare un impianto fotovoltaico a terra, lo scopo è quello di mettere a confronto il presente progetto con altri realizzati in altri ambiti, con caratteristiche simili e verificarne la loro coerenza con l'attuale quadro programmatico nonché la loro validità/coerenza alla luce degli ultimi indirizzi/orientamenti in materia di sostenibilità ambientale.

### **2.15.1. Alternative strategiche**

Nella valutazione delle alternative strategiche che si vanno a considerare si fa riferimento agli strumenti di programmazione nel campo delle fonti energetiche rinnovabili esposti nel QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.

#### **2.15.1.1. Strategia Energetica nazionale 2030**

Allineare i prezzi del gas a quelli europei, contenere la spesa energetica di famiglie e imprese, azzerare l'uso carbone, aumentare l'efficienza energetica nel settore residenziale e dei trasporti.

Questi i principali obiettivi della “*Strategia Energetica Nazionale SEN 2030*”. Competitività, sicurezza e ambiente sono i tre driver su cui si muove il provvedimento e contiene unicamente indirizzi d’azione, delegando i vari strumenti attuativi a successive leggi e norme.

L’attuale sistema energetico italiano ed europeo ha risentito particolarmente del conflitto russo-ucraino che ha avuto effetti diretti e indiretti su ogni Paese. La guerra ha evidenziato fin da subito gli aspetti più critici del settore energetico. In primis è emersa in modo chiaro a tutti un’importante dipendenza dalla Russia e più in generale dalle fonti fossili: si stima che circa l’80% dell’energia importata in Italia provenga da fonti come gas, petrolio e carbone, così come accadeva 25 anni fa. In secondo luogo, si è assistito a una crescita esponenziale del costo di gas ed energia elettrica dovuta alla volatilità dei prezzi.

Quanto è accaduto ha permesso di prendere coscienza di come un sistema centralizzato basato sui combustibili fossili oggi non possa più garantire un’offerta energetica in linea con le esigenze del Paese e con la possibilità di raggiungere gli obiettivi dell’Accordo di Parigi (il contenimento dell’aumento di temperatura entro 1,5 gradi). Il conflitto attuale ha aggiunto alla crisi climatica l’assoluta esigenza di rendere il sistema energetico più indipendente rispetto agli approvvigionamenti di combustibili. In quest’ottica il settore energetico dovrà puntare sulle fonti rinnovabili che risultano il modo più conveniente per produrre elettricità.

Questa è la strategia promossa dalla Commissione Europea attraverso la pubblicazione del REPowerEU, una comunicazione pubblicata lo scorso 8 marzo.

Il piano REPowerEU presenta alcune misure volte a diversificare le forniture di gas, a una più rapida diffusione di fonti rinnovabili e un aumento delle misure relative all’efficienza energetica. Il tutto nell’ottica di rendere l’Europa indipendente a livello di produzione di energia da combustibili fossili (e dalle importazioni russe) prima del 2030.

Il conflitto ha posto l’attenzione sulle alternative plausibili per fronteggiare la riduzione della dipendenza dalle importazioni di gas, a cominciare da quello russo. Una possibile soluzione risiede in una decisa accelerazione della decarbonizzazione.

La piena implementazione delle linee guida definite nel pacchetto Fit for 55 darebbe un contributo sostanziale alla riduzione della domanda di gas (del 30%) rispetto a quella europea attuale.

### **2.15.1.2. Strumenti di Programmazione Energetica Regionale**

La programmazione energetica regionale nell’ambito delle energie rinnovabili ha preso avvio con la LR 27 dicembre 2000, n. 25 “*Norme per la pianificazione energetica regionale, l’incentivazione*

*del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*”, con la quale la Regione Veneto prevedeva che, in attuazione agli indirizzi della politica energetica comunitaria e nazionale, venissero promossi, nell’ambito dello sviluppo in forma coordinata con lo Stato e gli Enti Locali, alcuni interventi nel settore energetico, quali:

- l’uso razionale dell’energia;
- il contenimento del consumo energetico;
- la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l’incentivazione dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

Successivamente, la Regione ha emesso la LR 22 gennaio 2010, n. 10 *“Disposizioni in materia di autorizzazioni e incentivi per la realizzazione di impianti solari termici e fotovoltaici sul territorio della Regione del Veneto”*, che disciplinava i procedimenti autorizzativi relativi agli impianti solari termici e fotovoltaici, nonché la concessione di incentivi per la realizzazione dei medesimi impianti, al fine di contribuire allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e al raggiungimento dell’obiettivo nazionale di riduzione dell’emissione di gas a effetto serra. Con la LR 8 luglio 2011, n. 13, art. 10, la Regione del Veneto delegava ai comuni la competenza al rilascio dell’autorizzazione unica per l’installazione di impianti solari e fotovoltaici, integrati e non integrati con potenza di picco fino ad 1 MW, ivi comprese le opere di connessione alla rete elettrica, con le procedure di cui all’articolo 6 del D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28 *“Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”*. A livello nazionale, con il D.M. 10 settembre 2010 sono state approvate le *“Linee guida nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, che prevedono, tra l’altro, la possibilità per le Regioni e le Province Autonome di porre limitazioni e divieti, in atti di tipo programmatico o pianificatorio, all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili in conformità a specifici principi e criteri. Il Consiglio Regionale, su proposta della Giunta, con Deliberazione n. 5 del 31 gennaio 2013 ha individuato le aree e i siti non idonei alla costruzione e all’esercizio degli impianti solari fotovoltaici con moduli ubicati a terra.

### **2.15.1.3. Il progetto in relazione alle alternative strategiche**

La proposta progettuale in esame si inserisce organicamente negli obiettivi tracciati dall’Unione europea in materia dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e recepiti nella legislazione dello Stato Italiano.

Le categorie delle fonti rinnovabili sono diverse (idro-elettrico, biomasse, solare-termico, eolico, ecc.).

### **L'energia solare è la fonte primaria per eccellenza**

L'effetto **fotovoltaico** consiste nella trasformazione diretta della luce solare in energia elettrica, a differenza di quasi tutti gli altri sistemi per i quali c'è almeno un passaggio intermedio tra la fonte primaria e la produzione di energia elettrica: energia meccanica (per esempio, eolico, idroelettrico ...) o energia termica (es. termoelettrico a combustibili fossili, nucleare, ecc..). L'effetto *FV* è noto fin dal XIX secolo quando si scoprì che era possibile trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica tramite una cella elettrolitica senza passare per processi termodinamici. La prima applicazione pratica si ebbe nel 1954 negli Stati Uniti, quando i laboratori *Bell* realizzarono la prima cella fotovoltaica utilizzando silicio monocristallino. I materiali come il silicio possono produrre energia elettrica se irraggiati dalla luce solare. Una caratteristica fisica che ha consentito negli anni '50 di realizzare la prima cella fotovoltaica della storia dell'uomo. Lo stesso nome "*fotovoltaico*" esprime in sé tutto il significato della scoperta, foto = luce e voltaico = Alessandro Volta (inventore della batteria). Sotto l'aspetto dei costi di produzione dell'energia fotovoltaica va detto che l'investimento è significativo e ad oggi è reso possibile per la riduzione dei costi della componente principale dell'impianto, ossia dei pannelli fotovoltaici. Oggi la produzione di pannelli al silicio, poli o monocristallino, è resa più economica dall'evoluzione tecnologica e dalla concorrenza conseguente alla elevata domanda presente sul mercato. La regione Veneto può contare su un'insolazione utile di oltre 1.400 ore annue e quindi la produzione media di energia, ipotizzando la copertura di 1,4 Ha di superficie agraria lorda per 1 MWp, è pari a 1.400.000 KWh.

### **L'energia prodotta con biomasse**

Se pensiamo che l'energia prodotta con biomasse derivanti da combustione di prodotti cerealicoli, richiede l'impegno di 250 Ha di terreno per ogni MWp, abbiamo questo risultato:

- l'energia prodotta all'anno da un impianto fotovoltaico è di circa 1.070.000 KWh per ettaro;
- un impianto a biomasse, ipotizzando un funzionamento di 8.000 ore annue (contro le 1.200 ore dell'impianto fotovoltaico), produce 8.000.000 KWh annue, che diviso per 70 ha, corrisponde a circa 115.000 KWh per ettaro.

Pertanto, a prescindere dai costi di produzione dell'energia stessa, a loro volta costituiti dai costi d'impianto e da quelli di gestione, per produrre energia fotovoltaica, si risparmia oggi 1/10 di superficie agraria. Questo dato è importante al fine di considerare l'utilizzo delle aree agricole per la produzione alimentare che resta prioritario nell'economia complessiva.

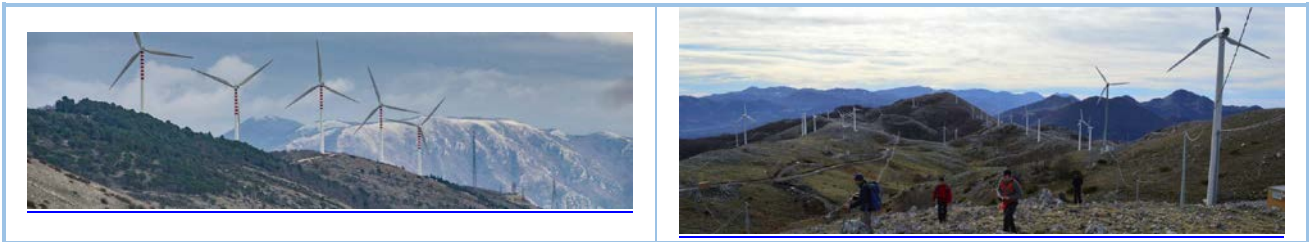
### **L'energia prodotta con impianti eolici**



Gli impianti eolici esercitano importanti impatti alle seguenti matrici ambientali:

- Impatto visivo (paesaggio)
- Impatto sonoro (rumore)
- Impatto sull'avifauna

Le localizzazioni più idonee degli impianti sono, a causa della situazione della ventosità, i crinali montano-collinari dell'Appennino e delle grandi isole.



La realizzazione delle centrali e delle opere ad esse accessorie ha come primo, più vistoso ed evidente effetto, la compromissione dei valori paesaggistici e panoramici. Tale impatto viene notevolmente amplificato dal fatto che gli impianti, progettati separatamente, vengono poi spesso aggregati in aree di confine tra più comuni. Per risolvere/mitigare gli effetti determinati dagli impianti eolici sul Paesaggio occorrerebbe tenere presente i seguenti elementi e dal punto di vista paesaggistico potrebbero essere tenuti in debito conto le seguenti azioni per mitigare gli effetti negativi sul Paesaggio:

- Fornire ordine visivo al parco eolico, componendo ove possibile unità visive ben distinte (cluster, cioè raggruppamenti di aerogeneratori).
- Utilizzare gli aerogeneratori per seguire le linee naturali del paesaggio, e le infrastrutture esistenti (per esempio, le strade: questo consente anche di ridurre le opere necessarie in fase di costruzione, quali sbancamenti etc.).
- Utilizzare turbine e torri simili, con uguale numero di pale e che ruotano a velocità simili, adottando spaziature ampie, rimuovendo quelli non funzionanti e tenendo in rotazione le pale anche quando vi è vento sufficiente per muoverle ma non per generare energia elettrica (è noto che l'osservatore non apprezza vedere un generatore eolico fermo).
- Interrare i cavidotti e porre le strutture accessorie (es cabine di trasformazione) in zone a ridotto impatto visivo), e realizzare queste strutture con materiali tipici del luogo in modo da armonizzarle con l'ambiente circostante.
- Non utilizzare le torri eoliche per altre attività (es installazione di ripetitori, loghi pubblicitari, altre funzioni), per non esaltarne l'aspetto industriale ed invece mantenerne al massimo il senso ambientale, e meglio inserirle nel territorio naturale.

- Utilizzare vegetazione autoctona, mantenere in ordine e pulito il sito, scegliere colori in grado di ridurre l'impatto visivo, e mantenere un'armonia dimensionale tra generatori ed ambiente circostante.
- Minimizzare gli sbancamenti per evitare erosione del suolo, minimizzare la realizzazione di strade di accesso e piazzole.
- Utilizzare torri cilindriche e non a traliccio, che se anche meno visibili a distanza risultano esteticamente sgradevoli e presentano rischi per l'avifauna (che tende a nidificare su di esse).
- Realizzare strutture pubbliche di informazione ed osservazione del parco.
- Se possibile, inserire il parco eolico nell'ambito di aree industriali preesistenti (ove può invece avere una funzione di recupero paesaggistico).

Per quanto concerne il **rumore**, in passato numerosi problemi emersero in tal senso. All'epoca nelle macchine eoliche venivano installati generatori elettrici non specificatamente progettati per le condizioni di funzionamento tipiche di un aerogeneratore, e questo comportava funzionamenti anomali e considerevoli emissioni di rumore meccanico, che risulta particolarmente fastidioso. Oggi le macchine eoliche hanno pressoché eliminato questa criticità, ed i livelli sonori sono prevalentemente relativi alla fluidodinamica (cioè ai flussi attorno alle pale), rumore di per sé meglio tollerato, in parte controllabile riducendo la velocità di rotazione ed installando apposite appendici aerodinamiche), e comunque normalmente inferiore 45 dBa a 350 m di distanza. Relativamente infine all'impatto sull'**avifauna**, pur riconoscendo che le considerazioni devono essere svolte in modo indipendente per ciascuna specie considerata, numerosi studi mostrano come l'impatto sia estremamente limitato rispetto a numerose altre situazioni, e quindi complessivamente modesto. Ciò non toglie la necessità di svolgere poi analisi specifiche per ciascun sito in esame. Infatti, da una ricerca condotta negli Stati Uniti è emerso come la mortalità di uccelli causata dalle torri eoliche sia la più bassa tra le altre cause di morte (**Tabella 2/4**).

Object	Mortality, million birds a year
Power grid	130-174
Cars and trucks	60-80
Buildings	100-1000
Telecom towers	40-50
Pesticides	67
Cats, domestic and feral*	39
Wind turbines	0.0064

\* Wisconsin only.

Source: Secorillo (2003)

Tabella 2/4 – Cause di mortalità dell'avifauna

Un esempio negativo in tal senso è rappresentato dalla Valle del Fortore nel Sannio, al confine tra le regioni Campania, Puglia e Molise, dove diverse amministrazioni pubbliche hanno consentito l'installazione ognuna di un certo numero di pale eoliche cosicché oggi i crinali di tutto il comprensorio ospitano quasi 600 torri. L'effetto visivo e prospettico da qualsiasi punto si osservi la vallata è tale che l'intero aspetto dei luoghi risulta pesantemente trasformato e ciò, unitamente alla rumorosità delle pale, compromette la turistica del territorio. Alla luce di quanto sopra esposto, non v'è dubbio che l'utilizzo del fotovoltaico quale fonte energetica alternativa sia quello che presenti elementi di sostenibilità, sia dal punto di vista ambientale che da quello economico-sociale. Pertanto, le alternative strategiche esaminate, fermo restando la loro coerenza con il sistema dello sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili dettato dalla programmazione europea, italiana e della Regione Veneto, prevedono la realizzazione di interventi quanto meno significativamente differenti rispetto al progetto proposto, presentano minori caratteri di sostenibilità rispetto al fotovoltaico.

### **2.15.2. Alternative di localizzazione**

Con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 era stata data, *“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”*.

Con successivo D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 è stata data *“Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2011/77/CE e 2003/30/CE”*.

Con decreto ministeriale del 15 marzo 2012 è stata chiarita la *“Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (c.d. “Burden Sharing”)*”. Va precisato che fino al 2011, in base al dettato normativo D.Lgs. 387/2003 era consentito la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli a terra anche in zona agricola. La Giunta Regionale, con Delibera n. 1781 del 06 luglio 2010, ha approvato quattro impianti fotovoltaici, della potenza di 6 W ciascuno, tutti ubicati in zona agricola “E2”, secondo l'allora vigente PRG. A partire dal 2012, con Legge 27/2012, tale opportunità non è più consentita. Con decreto ministeriale del 10 settembre 2012 sono state emanate le *“Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*. La nuova legge regionale (17/2022) da un lato individua, in recepimento alla normativa statale, le aree con indicatori di idoneità nella accezione posta dal decreto legislativo, quali aree con un elevato potenziale atto a ospitare

l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile (ferma restando la loro integrabilità in attuazione dei decreti previsti dall'articolo 20 del decreto legislativo 199 del 2021), dall'altro non individua aree non idonee, ma unicamente indicatori di presuntiva non idoneità di aree, in presenza di beni o interessi di rilievo costituzionale: il patrimonio storico-architettonico, l'ambiente, le aree agricole, limitatamente a quelle interessate da produzioni tipiche, i paesaggi rurali di interesse storico, i sistemi agricoli tradizionali e le aree agricole di pregio individuate dalle province e dalla Città Metropolitana. Indicatori la cui ricorrenza non determina, pregiudizialmente, l'esito della istanza, dovendo la valutazione della istanza medesima essere esperita nell'unica sede ammessa: quella del procedimento amministrativo in cui viene operato il contemperamento fra gli interessi in gioco, nel ricorrere di indicatori di presuntiva non idoneità e del suo concreto declinarsi a fronte delle diverse soluzioni tecnologiche e progettuali proposte.

#### ***2.15.2.1. Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra. (articolo 33, lettera q) dello Statuto regionale)***

Il Piano Territoriale Regionale di Coordinamento (PTRC) che, per quanto attiene al sistema rurale, individua e delimita, sulla base dei diversi caratteri dell'urbanizzazione e dell'agricoltura che vi si pratica, quattro categorie di aree rurali: le aree di agricoltura periurbana, **le aree agropolitane**, le aree ad elevata utilizzazione agricola (terre fertili), le aree ad agricoltura mista a naturalità diffusa. In considerazione di ciò, ha individuato "le aree ad elevata utilizzazione agricola" quali ambiti aventi le caratteristiche per essere considerati inadatti all'installazione di impianti solari fotovoltaici con moduli a terra, e di utilizzare, quale strumento di perimetrazione di dette aree la cartografia allegata al suddetto PTRC (tav. 01a). Va inoltre specificato che tale individuazione cartografica ha efficacia fino all'eventuale successiva nuova delimitazione effettuata dai Comuni in sede di redazione del Piano di assetto del territorio (PAT), che prevale su quella di cui alla tav. 01a del PTRC. Le aree in questione risultano infatti qualificate dalla presenza di un'agricoltura consolidata e caratterizzate da contesti figurativi di valore dal punto di vista paesaggistico e dell'identità locale. La realizzazione generalizzata di tali impianti risulterebbe, pertanto, in contrasto con l'obiettivo primario di mantenimento e sviluppo del settore agricolo anche attraverso la conservazione della continuità e dell'astensione di tali aree, limitando la penetrazione di attività in contrasto con gli obiettivi di conservazione delle attività agricole e del paesaggio.

In tutto il territorio regionale gli impianti solari fotovoltaici, con moduli ubicati a terra, possono essere realizzati subordinatamente alla compatibilità degli stessi con gli atti di pianificazione

territoriale vigente, nonché con gli strumenti di tutela e di gestione previsti dalle specifiche normative di settore. Si precisa, inoltre, che nei casi di sovrapposizione di diverse situazioni di “*non idoneità*”, prevale la disposizione più restrittiva. In riferimento all’oggetto del presente studio, gli strumenti di programmazione energetica a livello comunitario, nazionale e regionale promuovono la diversificazione delle fonti energetiche e lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, non vietando l’installazione di impianti fotovoltaici in aree agricole agropolitane così come individuate dal PTRC.

### **2.15.2.2. Conclusioni**

Alla luce di quanto sopra evidenziato, si possono fare le seguenti considerazioni:

- un impianto fotovoltaico con moduli a terra, con produzione di energia elettrica di elevata potenza (molti MW) e che deve immettere l’energia prodotta nel sistema di distribuzione nazionale deve essere ubicato in una area non lontana da una Centrale ad Alta Tensione; pertanto, tale condizione implica che l’area sulla quale è prevista la realizzazione dell’impianto fotovoltaico presenti tale caratteristica;
- ✓ l’area sulla quale è prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico deve essere coerente con il sistema pianificatorio sovraordinato e locale.

Ciò posto, il sito su cui è prevista la realizzazione del Parco Agrofotovoltaico risponde appieno a tali requisiti e le possibili alternative di localizzazione dell’impianto che rispondano a tali requisiti non risultano che ve ne siano sul territorio circostante al fine di verificare che l’impianto in parola, calato in un ambito diverso, possa produrre gli stessi effetti.

### **2.15.3. Alternative tecniche**

Dal punto di vista tecnologico gli impianti fotovoltaici hanno avuto un’eccezionale evoluzione. Ci sono diversi fattori che rendono questi pannelli solari più produttivi. Un primo aspetto è il materiale che viene utilizzato per catturare il massimo da ogni singolo raggio di sole: silicio monocristallino ultrapuro trattato. Molto interessante anche il ridottissimo tasso di degrado raggiunto in questi ultimi anni.

Anche l’efficienza, ovvero la resa (rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo) è migliorata in forma sensibile; è un parametro di qualità o prestazionale del modulo stesso; esso è quindi proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di altre condizioni. L’efficienza ha ovviamente effetti sulle dimensioni fisiche dell’impianto fotovoltaico: tanto maggiore è

l'efficienza, tanto minore è la superficie necessaria di pannello fotovoltaico per raggiungere un determinato livello di potenza elettrica. In particolare, il miglioramento nell'efficienza di un modulo fotovoltaico si può ottenere attraverso un processo sempre più spinto di purificazione del materiale semiconduttore utilizzato (tanto più è puro tanto maggiore è la radiazione solare captata e convertita), oppure attraverso l'uso combinato di più materiali semiconduttori che coprano in assorbimento la maggior parte possibile di spettro della radiazione solare incidente. Tuttavia, tanto maggiore è l'efficienza, tanto maggiori tendono ad essere i costi in quanto più spinto e raffinato diventa il processo di fabbricazione delle celle.

A livello impiantistico, l'efficienza della cella dipende anche dalla temperatura della cella stessa. I dati qui sotto si riferiscono alla temperatura di cella di 25 °C; per le celle in Si cristallino, si può considerare una perdita di rendimento dello 0,45 % circa per ogni grado centigrado di aumento della temperatura; una cella in Si monocristallino, alla temperatura di 70 °C, ha una perdita di produzione di circa il 25%; questa temperatura è raggiungibile in condizioni di buona insolazione. Le celle a giunzione multipla (ad es. GaAs, InGaAs, Ge) hanno perdita molto più bassa (0,05 %/°C). Alcuni collettori a concentrazione per uso terrestre, derivati dal settore aerospaziale (Boeing - Spectrolab, CESI) ed a giunzione multipla, sfruttano caratteristiche di questo tipo ed hanno rendimenti nominali che superano anche il 40%; valori tipici riscontrabili invece nei comuni prodotti commerciali a base silicea si attestano intorno al:

- 19-21% nei moduli in silicio monocristallino;
- 16-18% nei moduli in silicio policristallino;
- 8.5% nei moduli in silicio amorfo.

Ne consegue, dunque, che a parità di produzione elettrica richiesta, la superficie occupata da un campo fotovoltaico amorfo sarà più che doppia rispetto ad un equivalente campo fotovoltaico cristallino.

A causa del naturale affaticamento dei materiali, le prestazioni di un pannello fotovoltaico comune diminuiscono di circa un punto percentuale su base annua. Per garantire la qualità dei materiali impiegati, la normativa obbliga una garanzia di minimo due anni sui difetti di fabbricazione e anche sul calo di rendimento del silicio nel tempo, dove arriva ad almeno 20 anni. Altro aspetto importante da tenere presente è il sistema di monitoraggio.

I sistemi di monitoraggio costituiscono pertanto una componente fondamentale negli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili per garantire il regolare funzionamento degli impianti stessi e la corretta produzione dei valori energetici attesi. Ciò premesso, si passa ad analizzare le caratteristiche tecniche di due Parchi Fotovoltaici:

- il primo è stato realizzato ed è funzionante, nel Comune di Canaro (RO);
- il secondo è stato progettato, ma non realizzato, nel Comune di Villadose (RO).

### **2.15.3.1. Parco fotovoltaico approvato dalla Regione e realizzato nel Comune di Canaro**

Il Parco Fotovoltaico è stato approvato dalla Regione con delibera della Giunta Regionale n. 740 del 15 marzo 2010.

#### 2.15.3.1.1. Descrizione dell'intervento

Il progetto prevedeva la realizzazione di impianto fotovoltaico per una potenza di circa 48 MW su una superficie di circa 120 ha. (**Figure 2/25, 2/26, 2/27, 2/28, 2/29**).

Le opere previste si possono suddividere nelle seguenti categorie d'intervento:

- sistemazione generale e delimitazione dell'area;
- parziale ristrutturazione degli edifici rurali esistenti;
- realizzazione dell'impianto tecnologico;
- tali attività si completano con le opere di connessione dell'impianto tecnologico con la rete elettrica nazionale secondo le direttive fornite dalla Società TERNA.

L'impianto fotovoltaico ha una potenzialità da 48 MW connesso alla rete elettrica, è di tipo non integrato secondo la definizione dell'art. 2 comma b1 del DM 19.02.2007. I pannelli sono stati posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno, l'impianto è stato collegato alla rete elettrica e l'energia prodotta viene immessa in rete.

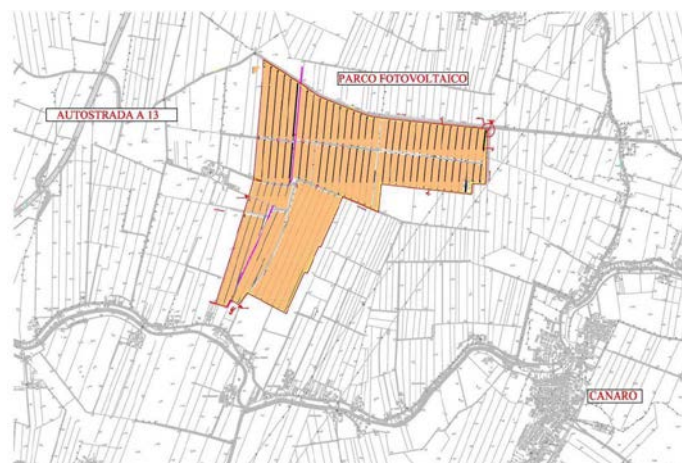


Figura 2/25 – Parco fotovoltaico di Canaro. Inquadramento territoriale

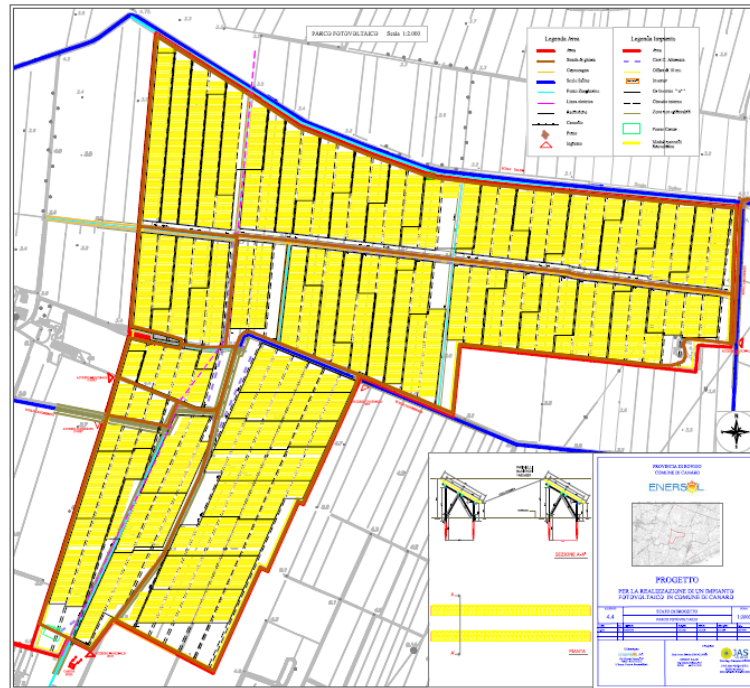


Figura 2/26 – Parco fotovoltaico di Canaro. Planimetria



Figura 2/27 – Parco fotovoltaico di Canaro. Vista dell'area di intervento



Figura 2/28 – Parco fotovoltaico di Canaro. Vista dell'area di intervento. Stato di fatto



Figura 2/29 – Parco fotovoltaico di Canaro. Vista dell'area di intervento. Stato di progetto

### 2.15.3.2. Parco fotovoltaico progettato nel Comune di Villadose

Il Parco Fotovoltaico è stato progettato nel 2010, ma non ha beneficiato degli incentivi previsti dal 5° Conto Energia e, pertanto, non ha completato l'iter amministrativo per la sua approvazione (nel frattempo era entrata in vigore la norma che non consentiva più la realizzazione di tale tipologia di opera in zona agricola (**Figure 2/30, 2/31**).



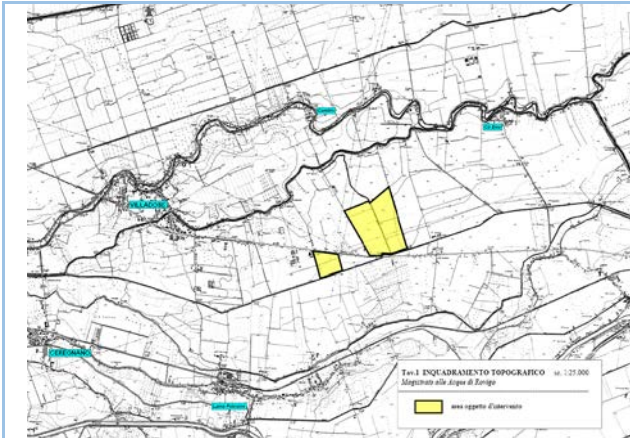


Figura 2/30 – Impianto fotovoltaico con pannelli fissi, progettato nel 2010, ubicato nel Comune di Villadose. Inquadramento territoriale

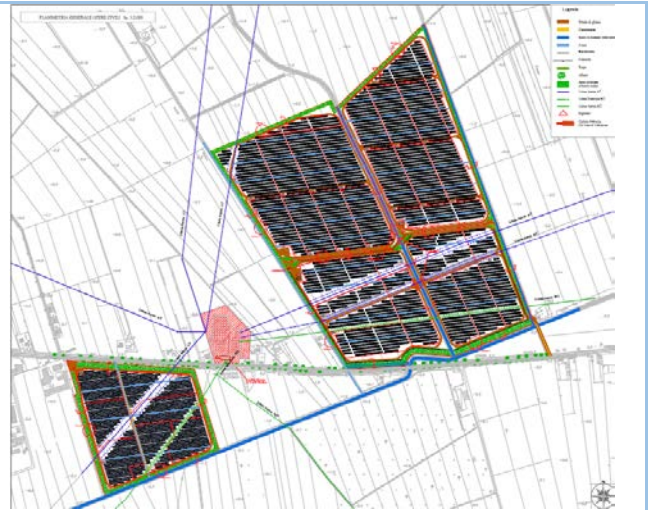


Figura 2/31 – Impianto fotovoltaico con pannelli fissi, progettato nel 2010, ubicato nel Comune di Villadose. Planimetria

#### 2.15.3.2.1. Descrizione dell'intervento

L'intervento consiste nella realizzazione di quattro impianti di produzione di energia elettrica con impiego di pannelli fotovoltaici, da installare nell'ambito del territorio comunale di Villadose, in provincia di Rovigo.

Le aree interessate dal presente progetto coprono una superficie di circa Ha 86,1.

I parchi fotovoltaici in parola, si compongono complessivamente di 189.096 pannelli installati su strutture metalliche uniformemente distribuite su una superficie complessiva di circa 861.000 mq. Tali attività si completavano con la connessione di ciascun impianto fotovoltaico con la vicina cabina ENEL, ubicata lungo la SR443.

#### 2.15.3.2.2. Sistemazione generale e delimitazione delle aree

Il progetto prevedeva innanzitutto la realizzazione di un nuovo sistema di deflusso delle acque piovane all'interno delle aree interessate dagli impianti, mediante la realizzazione di un nuovo sistema di scoline poste in senso trasversale alle aree. Di conseguenza era previsto il mantenimento del fosso esistente denominato Fosso delle Scoline per il quale è previsto un normale intervento di pulizia. In generale l'orientamento dei nuovi fossi rispettava la configurazione del sistema di smaltimento delle acque, convergendo verso lo scolo consorziale detto Fosso delle Scoline, il quale attraversa il corpo più a nord dell'intervento per poi defluire più a sud nello Scolo Fossetta.

In seguito alla realizzazione del nuovo sistema delle acque era prevista la risagomatura generale delle aree mediante operazioni di livellamento del terreno in funzione del posizionamento delle strutture di supporto dei pannelli; durante le operazioni di movimento terra si provvederà a realizzare adeguate pendenze che consentano di garantire il corretto sgrondo delle acque piovane, ricostruendo le scoline di deflusso in rapporto alla modularità dell'impianto tecnologico.

Attorno a tutta l'area sarebbe stata realizzata una recinzione costituita da paletti di ferro, montati su plinti in c.a. interrati, e rete metallica zincata, per una altezza complessiva di circa mt 2,00 fuori terra.

### 2.15.3.2.3. Caratteristiche dei pannelli

I pannelli con una dimensione nominale di 0,99x1,48 ml distribuiti su vele tipo formate da tre file orizzontali per otto fasce verticali, formando così gruppi da 24 moduli, posizionati su strutture metalliche adeguatamente dimensionate alla resistenza ai carichi accidentali ed al vento (**Figura 2/32**). Ciascun montante è sostenuto da un palo in acciaio zincato infisso nel terreno con sistema a pali infissi tramite battitura per una profondità di circa mt 1,50-1,60.

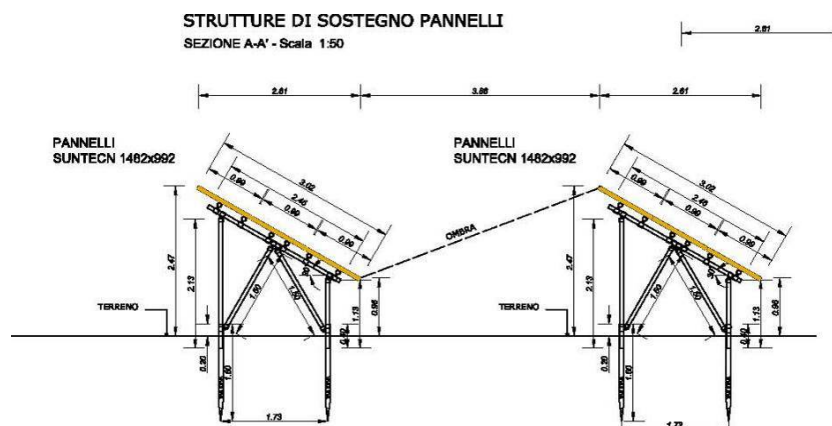


Figura 2/32 – Sezione tipica del pannello fotovoltaico

*Le strutture metalliche vengono disposte in parallelo, alla distanza di mt 4,35 l'una dall'altra, formando una serie di filari che si sviluppano secondo l'asse ovest-est, in presenza degli scoli delle acque piovane tale dimensione verrà allargata a circa 5,00 mt in modo da consentire il passaggio di mezzi di manutenzione.*

### 2.15.3.2.4. Conclusione

I due impianti fotovoltaici esaminati presentano una tecnologia risalente ad oltre 10 anni fa. Nel frattempo nel settore vi è innescata una vera e propria innovazione tecnologica, tale da consentire, oggi, di produrre, a parità di superficie occupata un tasso di produzione elettrica ben

superiore, con maggiore garanzia di buon funzionamento nel tempo. Ma non solo: Come abbiamo visto, il quadro programmatorio, sia a livello nazionale che regionale, per queste tipologie di intervento è profondamente modificato, talchè gli interventi descritti non sarebbero più assentibili. Va anche evidenziato che dal punto di vista paesistico-ambientali viene posta maggiore attenzione e sensibilità e, quindi, la progettazione di tali impianti tiene conto di un loro migliore inserimento nel contesto territoriale in cui si inseriscono valutandone la loro coerenza in termini socio-economici. La soluzione, del Parco Agrofotovoltaico di Loreo è certamente innovativa, ma fortemente sostenibile dal punto di vista ambientale, potendosi coniugare anche con l'opportunità di mantenere e coltivazione agricola i 2/3 della superficie occupata dall'impianto, presenta i seguenti ed interessanti aspetti positivi:

- nell'impianto agrofotovoltaico proposto i pannelli sono sollevati dal suolo in maniera da permettere il passaggio di macchine operatrici e di ridurre l'effetto di ombreggiamento al suolo, consentendo, quindi, lo sviluppo delle piante al di sotto dell'impianto fotovoltaico. Questo tipo di sistemi si basa sul principio che un ombreggiamento parziale può essere tollerato dalle colture e può determinare vantaggi in termini di minor consumo idrico in estate e in condizioni siccitose. La presenza dei pannelli fotovoltaici protegge le colture da eccessi di calore e contiene il riscaldamento del suolo, rendendo i sistemi agri-voltaici più resilienti nei confronti dei cambiamenti climatici in atto, rispetto a colture tradizionali in pieno campo;
- l'interfila tra i pannelli pari a 7,5 m permette di mantenere in coltivazione circa il 66% della superficie dominata dall'impianto. Considerando però che verrà preliminarmente realizzata una rete di drenaggio tubolare sotterraneo, il recupero delle superfici attualmente occupate dalle scoline permetterà di mantenere in produzione più del 70% della superficie ora coltivata;
- la potenzialità produttiva ottenibile, con una scelta opportuna delle colture, non si differenzia di molto da quella ottenibile in assenza dell'impianto, ma si può stimare un significativo risparmio idrico – dell'ordine del 15-20% rispetto ai consumi in campo aperto – dovuto al parziale ombreggiamento che limita gli eccessi di temperatura e ventosità;
- la presenza dell'impianto fotovoltaico non causa danni permanenti al terreno. A fine ciclo di vita del sistema fotovoltaico, tutto il sistema per il sostegno e movimento dei pannelli (pali, motori, cablaggio) può essere completamente asportato, ripristinando la situazione di utilizzabilità agronomica pre-impianto;
- nelle fasce coltivate la gestione prevista è simile a quella ordinaria, e quindi non si hanno effetti differenziali rispetto al campo aperto; nelle fasce di rispetto attorno alle file di pannelli (circa 1,25 m per parte) il terreno verrà mantenuto inerbito e non verranno effettuate

lavorazioni meccaniche del terreno. L'inerbimento accoppiato alla mancanza di disturbi meccanici permette di incrementare il tasso di sostanza organica del terreno, con benefici diretti sulla qualità del suolo ed indiretti, legati al sequestro di CO<sub>2</sub> atmosferica nel Carbonio organico stabile del suolo.

Con un'opportuna gestione anche delle fasce coltivate, inoltre, sarà possibile migliorare la qualità del suolo anche in queste aree;

- la fascia di isolamento e mascheramento dell'impianto, opportunamente gestita, consente inoltre di massimizzare la valenza ecologica del sistema, creando aree di sosta e riproduzione e di passaggio di selvatici, con l'introduzione di elementi di paesaggio attualmente completamente assenti nell'area interessata dal progetto. Anche da questo punto di vista, quindi, l'impianto riveste particolare interesse per l'areale Polesano;
- il sistema in esame ha quindi una notevole valenza anche ecologica, consentendo da una parte di ottenere energie rinnovabili e dall'altra di conservare la potenzialità produttiva agricola dell'area interessata. Anche in un'ottica di medio-lungo periodo, il sistema non solo non determina peggioramenti della potenzialità produttiva dopo l'eventuale dismissione dell'impianto, ma, anzi, può portare ad un miglioramento della fertilità dell'area, applicando una gestione sostenibile delle colture effettuate.

#### **2.15.4. Alternativa 0. Nessun intervento**

Abbiamo visto nel QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO come il Parco Agrofotovoltaico proposto sia perfettamente coerente con tutto il sistema programmatico e pianificatorio esaminato. In particolare, il Parco Agrofotovoltaico è in perfetta linea con gli obiettivi, assunti a tutti i livelli, di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, così come assunto nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (obiettivo per l'Italia il 30). Né va sottaciuta che la *"Risoluzione del Parlamento europeo del 14 marzo 2019 sul cambiamento climatico"* sostiene che la transizione verso un regime a zero emissioni di gas serra, se gestita bene e con l'adeguato sostegno per le regioni, i settori e i cittadini più vulnerabili, può potenzialmente creare 2,1 milioni di posti di lavoro aggiuntivi entro il 2050 nell'Ue.

Tra gli obiettivi individuati nella *"Strategia Energetica Nazionale 2017"*, adottata con Decreto Ministeriale 10 novembre 2017, di rendere il sistema energetico nazionale più sostenibile, va citato relativo al raggiungimento degli *"obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21"*.

L'attuale sistema energetico italiano ed europeo ha risentito particolarmente del conflitto russo-ucraino che ha avuto effetti diretti e indiretti su ogni Paese. La guerra ha evidenziato fin da subito gli aspetti più critici del settore energetico. In primis è emersa in modo chiaro a tutti un'importante dipendenza dalla Russia e più in generale dalle fonti fossili: si stima che circa l'80% dell'energia importata in Italia provenga da fonti come gas, petrolio e carbone, così come accadeva 25 anni fa. In secondo luogo, si è assistito a una crescita esponenziale del costo di gas ed energia elettrica dovuta alla volatilità dei prezzi.

Quanto è accaduto ha permesso di prendere coscienza di come un sistema centralizzato basato sui combustibili fossili oggi non possa più garantire un'offerta energetica in linea con le esigenze del Paese e con la possibilità di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (il contenimento dell'aumento di temperatura entro 1,5 gradi). Il conflitto attuale ha aggiunto alla crisi climatica l'assoluta esigenza di rendere il sistema energetico più indipendente rispetto agli approvvigionamenti di combustibili. In quest'ottica il settore energetico dovrà puntare sulle fonti rinnovabili che risultano il modo più conveniente per produrre elettricità.

Pertanto, non realizzare l'intervento proposto significa non allinearsi con gli obiettivi sopra esposti. Non si può non ricordare, come ampiamente descritto e valutato nel QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE, che il progetto prevede tutta una serie di azioni destinate a migliorare l'attuale assetto del territorio coinvolto dalle opere quali:

- un migliore drenaggio delle acque;
- l'interconnessione della rete ecologica prevista dal PAT;
- un migliore sistema della coltivazione del terreno agricolo.

## **2.16. Analisi economico-finanziaria**<sup>6</sup>

### **2.16.1. Importo complessivo dell'intervento**

Fatta esclusione per il terreno dove insiste l'impianto fotovoltaico, che viene acquisito in Diritto di superficie per una durata pari alla vita commerciale dell'impianto, l'investimento complessivo somma € 23.570.000,00, come si evince dalla seguente tabella estratta dal Computo Metrico Estimativo.

<sup>6</sup> Per maggiori informazioni vedi "Analisi economico-finanziaria" allegata al Progetto

QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE €
			(IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1) Interventi previsti	15.673.879,04	10%	17.241.266,94
A.2) Oneri di sicurezza	36.000,00	10%	39.600,00
A.3) Opere di mitigazione	31.961,52	10%	35.157,67
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	30.000,00	22%	36.600,00
A.5) Opere connesse: sistema di accumulo (storage system)	5.390.000,00	10%	5.929.000,00
<b>TOTALE A</b>	<b>21.161.840,56</b>		<b>23.281.624,62</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	150.000,00	22%	183.000,00
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	4.000,00	22%	4.880,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	10.000,00	22%	12.200,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	6.000,00	22%	7.320,00
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	6.560,00	22%	8.003,20
B.6) Imprevisti	10.770,48	0%	10.770,48
B.7) Spese varie: preventivo Terna S.p.A.	50.985,00	22%	62.201,70
<b>TOTALE B</b>	<b>238.315,48</b>		<b>288.375,38</b>
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	non previsti	0%	-
<b>"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C)</b>	<b>21.400.156,04</b>		<b>23.570.000,00</b>

*Tabella 2/5 – Stima dei costi di realizzazione, manutenzione ed esercizio*

Considerato che è previsto il rientro degli oneri fiscali pagati per I.V.A., mediante compensazione con i versamenti dovuti per la tassazione ordinaria cui è soggetta la Società proponente, IRES-IRAP-IMU come di seguito determinate, l'investimento complessivo al netto dell'I.V.A. è pari a circa € 21.400.156,04, di cui € 16.010.156,04 per l'impianto fotovoltaico e le spese generali, importo cui ci si riferisce nel calcolo della redditività dell'investimento iniziale, ed € 5.390.000,00 per l'impianto di accumulo (storage).

Per quanto riguarda il sistema di accumulo, la redditività dell'investimento e quindi la fattibilità economica dell'intervento, è riferibile solo alle specifiche tariffe incentivanti che saranno stabilite da Terna SpA, mediante appositi bandi di gara emanati nel prossimo futuro, in relazione a ciascuna tipologia di servizio fornita con detto impianto (servizi di rete, "power quality, "time shift").

Pur nella attuale indeterminazione degli importi delle tariffe, che non consente al momento di redigere un piano economico e finanziario attendibile per l'impianto di accumulo di energia, si rende comunque necessario ottenerne il titolo autorizzativo, per la realizzazione e la gestione, al fine di poter partecipare ai relativi bandi di gara.

### ***2.16.1.1. Acquisizione di parte delle aree per l'impianto FV, oneri di acquisizione dell'area per ampliamento della stazione produttore e oneri servitù di elettrodotto per le reti di connessione***

La realizzazione dell'impianto prevede l'acquisizione di parte dell'area interessata dall'impianto FV, per una superficie di 16,45 Ha circa, mentre è prevista la disponibilità in diritto di superficie per la rimanente parte della superficie di 12 Ha circa, come illustrato al paragrafo 2.5; in base ad accordi sottoscritti con le proprietà il prezzo di acquisto è stato stabilito in €/Ha 60.000,00, pari ad un totale di € 987.000,00, cui si sommano gli oneri per l'acquisizione dell'area per l'ampliamento della stazione produttore e gli oneri per le servitù di passaggio e di elettrodotto relativi alle reti di connessione stimati in € 122.540,00; pertanto l'importo comprensivo del costo di acquisizione delle aree e gli oneri relativi alle servitù di passaggio e di elettrodotto è stimato in € 1.109.540,00.

### ***2.16.1.2. Oneri di compensazione***

Ai costi previsti per la realizzazione dell'impianto si somma l'importo relativo agli Oneri di Compensazione Ambientale pari a 500.000 €, che saranno regolati da apposite convenzioni da stipulare con i Comuni di Loreo e Adria, sulla base di analoghe convenzioni stipulate sul territorio per interventi analoghi.

## **2.16.2. Stima dei costi di manutenzione ed esercizio**

### ***2.16.2.1. Manutenzione ordinaria***

La manutenzione ordinaria dell'impianto fotovoltaico è di fondamentale importanza per garantirne la piena efficienza. Alcune, molto semplici come la pulizia dei moduli fotovoltaici sono fondamentali: anche se pioggia e vento contribuiscono alla pulizia dei pannelli, lo stratificarsi nel tempo di sporco e detriti riduce la capacità dei moduli di assorbire la luce solare, ostacolando di conseguenza la produzione di energia. In mancanza di pulizia periodica, i dati reperibili in letteratura stimano la perdita di efficienza al 15-30%, che rappresenta evidentemente un valore inaccettabile.

Un'altra conseguenza della mancanza di pulizia dei pannelli è il rischio aumentato di anomalie e danneggiamenti anche gravi (come nel caso dell'Hot-Spot).

La pulizia dei moduli è peraltro un'operazione semplice ed economica, che viene effettuata da macchine semiautomatiche che combinando l'azione meccanica di spazzoloni rotanti a quella detergente dell'acqua, senza l'uso di detersivi.

La periodicità delle operazioni di pulizia dipende dalle condizioni locali, principalmente da quanto polverose sono le attività agricole nelle campagne adiacenti.

Il sistema di monitoraggio dell'impianto, che confronta in continuo la produzione attesa dall'impianto in funzione dei parametri meteorologici di radiazione solare, ventosità e temperatura, fornisce indicazioni precise su quando è opportuno intervenire con le operazioni di pulizia.

Oltre alla pulizia, le operazioni di manutenzione ordinaria dell'impianto riguardano principalmente gli impianti elettrici e consistono in nelle seguenti attività a cadenza semestrale o annuale:

- Serraggio periodico di tutti i cablaggi elettrici
- Pulizia di trasformatori e filtri
- Taratura di contatori
- Verifica delle protezioni
- Verifiche della rete di terra
- Prove di isolamento

Nell'impianto di accumulo (storage) una cella elementare di un pacco batterie è sottoposta, durante il suo normale funzionamento, ad un degrado delle prestazioni legato al suo invecchiamento: con il crescere del degrado la cella può andare incontro a problemi che ne pregiudicano l'utilizzo in sicurezza.

Ogni pacco batterie al Litio è dotato di un BMS, che esegue le misure di corrente tensione e temperatura delle singole celle; tramite il BMS è possibile monitorare il funzionamento delle celle durante un normale ciclo di lavoro o nella esecuzione di un test ad hoc per il rilievo dei parametri di invecchiamento, si distingueranno quindi procedure on line ed off line per lo studio del degrado delle celle.

La manutenzione ordinaria consiste quindi nel monitoraggio costante del funzionamento delle celle delle batterie e nella verifica metodica delle misure di protezione sia attive che passive dell'impianto di stoccaggio energia. Soprattutto con riferimento al fenomeno del thermal - runaway.

I dati storici riferiti a grandi impianti fotovoltaici in esercizio ormai da una decina d'anni, consentono di stimare in 6'000 €/MWp la spesa annua di manutenzione ordinaria; analogo valore si applica ai costi di manutenzione ordinaria dell'impianto di accumulo (storage).

### **2.16.2.2. Manutenzione straordinaria**

La manutenzione straordinaria di impianti fotovoltaici contemplano principalmente le seguenti categorie di intervento:



-Interventi indifferibili: sono interventi di sostituzione o riparazione da effettuarsi nel minor tempo possibile per evitare prolungati fermi dell'intero impianto o di sezioni importanti dello stesso. Tipicamente sono conseguenza di componenti cruciali dell'impianto, quali Interruttori e Protezioni MT, Trasformatori MT/AT e BT/MT, Inverter, String Box. Al fine di minimizzare eventuali periodi di fermo, l'Impianto in progetto sarà dotato di un piccolo magazzino ricambi fornito delle principali componenti.

-Interventi differibili: riguardano il risono interventi che non rivestono carattere di estrema urgenza ma che però sono fondamentali per mantenere in piena efficienza l'impianto. Tra gli interventi più rappresentativi di questa categoria, rientrano quelli di sostituzione di pannelli guasti o non performanti (cosa che avviene, ad esempio, in caso di fenomeni di Hot Spot, di guasto ai diodi di by-pass o ai connettori); l'effetto dei guasti suddetti non pregiudicano il funzionamento dell'intero impianto (o di sezioni significative dello stesso) per il fatto che il loro effetto è limitato al più alla singola stringa. Per i suddetti motivi, gli interventi differibili sono solitamente programmati in coincidenza con gli interventi di manutenzione ordinaria.

-Una speciale categoria riguarda il ripristino dell'impianto in conseguenza di eventi gravi e imprevedibili (furti, atti vandalici, eventi meteorologici estremi) che sono ovviamente impossibile da quantificare. A copertura di tale rischio, gli operatori del settore ricorrono a coperture assicurative che risarciscono i danni diretti e indiretti, rientrando in quest'ultima categoria la mancata produzione dell'impianto in conseguenza del sinistro.

Anche in questo caso, i dati storici di grandi impianti fotovoltaici in esercizio da anni, consentono di stimare in 4.000 €/MWp la spesa annua di manutenzione straordinaria; analogo valore si applica ai costi di manutenzione ordinaria dell'impianto di accumulo (storage). Questo dato contempla tutti gli interventi non soggetti a copertura assicurativa.

### **2.16.2.3. Assicurazione**

Le principali Compagnie propongono pacchetti assicurativi specifici per i parchi fotovoltaici. Come già accennato, le Polizze proposte prevedono il risarcimento di danni dell'impianto in conseguenza di eventi gravi e imprevedibili (guasti gravi a componenti vitali dell'impianto, furti, atti vandalici ed eventi meteorologici estremi) che sono ovviamente impossibile da quantificare. Normalmente, oltre al risarcimento del danno diretto, sono presenti anche indennizzi per la mancata produzione dell'impianto in conseguenza del sinistro.

Nel caso in oggetto, si stima in c.a. 2.500 €/MWp la spesa annua di assicurazione.

#### **2.16.2.4. Manutenzione del Verde**

Tra le operazioni di manutenzione utili ad un impianto fotovoltaico a terra, non bisogna trascurare la manutenzione del verde. Per evitare fenomeni di ombreggiamento, con ripercussioni negative sulla produzione di energia, ci si deve occupare degli spazi verdi con attività come la potatura di alberi e lo sfalcio del manto erboso. In alcuni casi una corretta manutenzione del verde è inoltre un requisito richiesto dalle prescrizioni normative al momento dell'installazione dell'impianto. La periodicità degli interventi varia a seconda delle condizioni ambientali e delle specifiche richieste del cliente. Nel caso in oggetto, si stima in c.a. 300 €/Ha la spesa annua di manutenzione del verde; tale costo non si applica all'impianto di accumulo (storage) in quanto ubicato all'interno della stazione MT/AT del produttore.

#### **2.16.2.5. Locazioni**

Nel caso in questione, MPS ha acquisito il Diritto di Superficie (DDS), diritto reale su parte del terreno interessato dal Parco agro-fotovoltaico, per un periodo di 30 anni.

Il contratto in essere, che prevede il pagamento rateizzato in annualità del corrispettivo pattuito, consente di assimilare l'uscita di cassa a quella di una normale locazione. Ecco perché, pur non essendo rigorosamente corretto, si è inserito tale voce tra le spese di esercizio.

Nel caso in oggetto, si deve considerare 3.300 €/Ha/anno la spesa annua di DDS su una superficie di Ha 12,00 circa. Tale costo non si applica alla residua parte dell'area interessata dalla realizzazione dell'impianto, in quanto oggetto di acquisizione, e all'impianto di accumulo (storage) in quanto ubicato all'interno della stazione MT/AT del produttore.

#### **2.16.2.6. Sintesi**

I dati di riepilogo delle spese di O&M sono i seguenti:

- Manutenzione ordinaria 6.000€/y MWp
- Manutenzione straordinaria 4.000€/y MWp
- Assicurazione 2.500€/y MWp
- Manutenzione del verde 300€/Ha
- Diritto di Superficie 3.300€/Ha

### **2.16.3. Ricavi**

#### **2.16.3.1. Impianto fotovoltaico**

Per la stima dei prezzi dell'Energia Elettrica prodotta nel periodo di vita utile dell'Impianto, si è considerato l'andamento nell'ultimo decennio dei prezzi della Borsa Elettrica Italiana (IPEX, Italian Power Exchange), verificandone la correlazione con il prezzo dei combustibili (Petrolio e Gas Naturale) utilizzati per la produzione termoelettrica. Si è infine depurato i predetti valori storici dell'inflazione nello stesso periodo.

#### **2.16.3.2. Dati Storici IPEX**

Nella borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange) il mercato si svolge in anticipo rispetto alla consegna effettiva dell'elettricità tra le parti e in più sessioni.

Di queste varie sessioni di mercato la più rilevante è quella del giorno prima (MGP), dove con un giorno di anticipo rispetto alla consegna dell'elettricità si presentano le offerte per acquistare e vendere l'energia per ogni ora del giorno seguente.

Nel MGP, il prezzo di vendita dell'energia nella borsa è differenziato in base alla zona di scambio (prezzo zonale). Un parametro significativo è il cosiddetto PUN (Prezzo Unico Nazionale), che corrisponde alla media pesata dei prezzi di vendita zonali.

Le zone di riferimento attualmente sono 6: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sicilia e Sardegna.

I prezzi zonali, e il PUN, scaturiscono dalle contrattazioni tra produttori di energia (offerenti) e grossisti (compratori) nel mercato all'ingrosso di energia elettrica.

Le pagine WEB del GSE (Gestore dei mercati energetici), liberamente consultabili, riportano i dati storici dei prezzi zonali e del PUN a cadenza quadraria.

Si osserva, come è logico, che i prezzi sono variabili ogni ora dell'anno, con valori tendenzialmente più alti nelle ore in cui è più difficile e costoso produrre energia, mentre presenta valori più bassi nelle ore di maggior offerta/produzione.

Prezzi medi annui nelle ore di maggior produzione del fotovoltaico

2019 solo primi 6 mesi – Fonte GME

Si osserva come i prezzi della Macro Area NORD siano molto vicini al PUN e mediamente del 15% superiore ai livelli del SUD.

Andando a vedere il dettaglio, si potrebbe verificare come il prezzo al SUD nei periodi estivi (di maggior insolazione) è fortemente condizionato dall'eccesso di produzione fotovoltaica, con conseguenti ripercussioni al ribasso dei prezzi.

Questo fenomeno, viceversa, non si riscontra al Nord, in conseguenza della forte base di consumi solo parzialmente coperta dalle rinnovabili non programmabili (quali appunto il Solare).

### ***2.16.3.3. Stima del prezzo dell'Energia Elettrica***

L'analisi dei dati sintetici degli ultimi 10 anni, mostra un andamento tendenzialmente decrescente del prezzo dell'energia elettrica, con un valore asintotico per l'Area NORD di circa 50 €/MWh, coincidente con i costi di generazione termoelettrica, che in tale Area soddisfa oltre il 70% della richiesta. Queste considerazioni portano ad assumere 50 €/MWh come valore cautelativo di riferimento dell'energia prodotta ed immessa in rete dall'Impianto Fotovoltaico in questione.

### **2.16.4. Impianto di accumulo (Storage)**

#### ***2.16.4.1. Time shifting dell'energia rinnovabile non programmabile***

La produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), quali ad esempio l'energia eolica e quella solare, è molto variabile nel tempo poiché dipendente dalle condizioni metereologiche e quindi assume un andamento casuale.

Con i moderni sistemi di previsione si può stimare, con una certa affidabilità e fino a qualche giorno prima del giorno di interesse, l'evoluzione dei dati metereologici consentendo di ricavare la previsione della producibilità dell'impianto.

Dai dati di producibilità e conoscendo il prezzo orario di vendita dell'energia elettrica si può ottenere un extra ricavo orario.

Nonostante ciò, per ottimizzare economicamente la produzione di energia, si può dotare l'unità di produzione di un sistema di accumulo che viene caricato quando c'è produzione e quando il prezzo dell'energia è basso, mentre viene inserita la scarica quando l'energia ha un prezzo elevato e/o quando l'impianto ha una bassa produttività.

Il sistema diventa maggiormente remunerativo se l'installazione comprende anche un centro di consumo, il quale può utilizzare l'energia precedentemente accumulata invece di assorbirla dalla rete nei periodi in cui il prezzo è alto. La potenza necessaria per il sistema di accumulo adatto per l'assolvimento di un tale servizio è proporzionata alla potenza dell'impianto alimentato da FR; il tempo di scarica e la frequenza di lavoro sono simili a quelle del funzionamento time shift.

#### ***2.16.4.2. Produttività degli impianti da fonti rinnovabili***

Per ridurre i costi dovuti agli oneri di sbilanciamento ed aumentare la stabilità dell'erogazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili possono essere utilizzati dei sistemi di accumulo.

Le fluttuazioni di potenza si possono suddividere in intermittenze brevi (dell'ordine dei secondi o minuti) e intermittenze lunghe (ore o giorni).

Le intermittenze brevi per gli impianti solari sono dovute a ostacoli transitori e/o a nuvole di passaggio.

In questi casi il sistema di accumulo deve rispondere celermente alle variazioni di produttività dell'impianto per sopperire alla mancanza di potenza e quindi mantenere l'erogazione il più possibile costante.

I tempi di scarica sono relativamente brevi e quindi l'esercizio si profila come un Servizio di Potenza.

Il dimensionamento in capacità e in potenza dipende dalla durata presumibile delle interruzioni e dalla potenza dell'impianto.

#### ***2.16.4.3. Aspetti tecnico-economici dei sistemi di accumulo (storage) per i servizi di rete e di utenza***

In prospettiva di una crescita della generazione diffusa e della penetrazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, i sistemi di accumulo occuperanno un posto di prim'ordine nella gestione strategica delle reti di trasmissione e di distribuzione e quindi è doveroso attendersi uno sviluppo energetico in tempi medio-brevi.

Le funzionalità delle applicazioni dei sistemi d'accumulo si distinguono in due grandi categorie: potenza ed energia.

La prima categoria riguarda lo scambio di grandi potenze in tempi e risposte brevi, mentre la seconda è quella dei sistemi che sono in grado di offrire una potenza costante per un tempo prolungato.

I sistemi di potenza si suddividono in due categorie:

- i servizi di rete, che risolvono cose come l'inerzia sintetica, la regolazione primaria di frequenza, la regolazione secondaria e terziaria, il bilanciamento e la regolazione di tensione;
- i servizi di "power quality", ossia i servizi che forniscono la qualità della tensione e la continuità del servizio.

I sistemi in energia riguardanti la seconda categoria forniscono la gestione “time shift”, ossia lo spostamento della fornitura d’electricità nel tempo, che nel caso del fotovoltaico significa produrre elettricità di giorno e rifornire le utenze di notte.

Sono sistemi che danno vantaggi sia all’utenza sia alla rete, in quanto da una parte viene riconosciuto l’investimento nell’accumulo e una maggiore flessibilità nell’utilizzo dell’impianto, mentre dall’altra offre una maggiore capacità di gestione.

L’integrazione dei sistemi di accumulo con le rinnovabili, consente la risoluzione delle congestioni di rete, una regolarità del profilo d’immissione in rete (lo sbilanciamento è uno dei principali problemi delle fonti rinnovabili) e la regolazione del profilo di scambio dell’interfaccia alta/media tensione. Da non sottovalutare, infine, la sicurezza del sistema elettrico che l’accumulo in energia consente.

Al fine di favorire il massimo sfruttamento della generazione da fonti rinnovabili e garantire, al contempo, un incremento dei margini di sicurezza di gestione del Sistema Elettrico, Terna ha individuato nell’accumulo dell’energia una delle possibili soluzioni al problema, pianificando l’installazione di nuove tecnologie di accumulo connesse alla Rete di Trasmissione Elettrica Nazionale (RTN).

L’innovatività legata all’utilizzo di tali sistemi sulla RTN ha portato Terna a svolgere una fase di sperimentazione, tramite la realizzazione di progetti pilota, per testare e validare l’utilizzo dell’accumulo elettrochimico a livello “utility scale”; sulla base di tale esperienza, mediante specifici bandi di gara emessi dalla stessa società, verranno stabiliti gli incentivi per ciascuna categoria di servizio fornito da riconoscere alle Società produttrici.

Solo in tale contesto, una volta ottenuto il titolo autorizzativo per la realizzazione e la gestione dell’impianto di accumulo, sarà possibile valutarne l’effettiva fattibilità economica e la redditività dell’investimento, consentendo al contempo alla Società produttrice di partecipare alla gara indetta da Terna SpA.

#### **2.16.5. Regime Fiscale S.r.l.**

Si ipotizza il regime fiscale di una Società a Responsabilità Limitata (S.r.l.) con sede in Veneto.

Con queste premesse, si adottano i seguenti coefficienti di tassazione:

IRES = 24%

IRAP = 3,9%

La tassazione ai fini IMU, soggetta ad una certa alea in conseguenza del valore di accatastamento dell'impianto, ad oggi incognita, con riferimento ad impianti analoghi in Polesine è stata stimata in:

IMU = 1.000 €/MWp/anno

#### **2.16.5.1. Ammortamento**

La quota di ammortamento dell'impianto è calcolata con riferimento ai 30 anni di vita operativa della tecnologia utilizzata.

Con queste premesse, l'aliquota di ammortamento utilizzata è il 5 % annuo.

#### **2.16.5.2. Inflazione**

Si è considerata l'inflazione media nel periodo operativo (30 anni) pari a 2%.

L'inflazione è stata applicata sia ai costi operativi (OPEX), sia al prezzo di vendita a mercato dell'energia elettrica.

#### **2.16.5.3. Finanziamento**

Cautelativamente si è considerato di finanziare l'investimento in «Full Equity», ossia senza ricorso al Credito.

#### **2.16.6. Sostenibilità economica della coltivazione nel sistema agro-fotovoltaico**

Al fine di garantire una sostenibilità al terreno agricolo, all'interno di un sistema agro-fotovoltaico, è stata considerata una rotazione sessennale frumento- soia- frumento- medica – medica – medica. Questa scelta è stata fatta considerando specie di taglia limitata per garantire la corretta funzionalità dell'impianto fotovoltaico.

I costi e i ricavi presumibili sono riassunti nella tabella seguente. È importante sottolineare che non è stato considerato il contributo PAC, riconosciuto esclusivamente in caso di agricoltore attivo con diritto sul terreno. Inoltre le rese sono state stimate in assenza di irrigazione, comportando semplicemente una sensibile riduzione. La rotazione scelta è in linea con quanto ottenibile in un normale campo agricolo, pur con un limitato numero di interventi colturali (tra 5 e 7, a seconda delle colture).

### **2.16.7. Conclusioni**

La redditività dell'investimento relativa all'impianto fotovoltaico, è stata calcolata applicando il "Discounted Cash Flow method" DCF, stimando, attualizzandoli ad oggi, i flussi di cassa conseguenti la realizzazione, gestione e dismissione dell'impianto.

I dati sintetici dell'analisi DCF sono i seguenti:

- Investimento NewCo = 15,3 Mln €
- Internal Rate of Return IRR = 6,7 %
- Pay Back Period = 13 anni
- Net Present Value (5%) = 3,1 Mln €

Queste redditività sono in linea con i parametri tipici delle aziende del settore.

Un eventuale ricorso al credito comporta, per l'investitore, un sensibile miglioramento della redditività del capitale proprio investito. Per quanto riguarda il sistema di accumulo (storage), come detto in precedenza, non è possibile stabilire al momento la reale redditività dell'investimento prima di conoscere i valori effettivi delle tariffe stabilite dai bandi di gara che saranno emessi in futuro da parte della società Terna SpA. Si riporta pertanto in allegato il prospetto di Business Plan relativo al solo impianto fotovoltaico.

### **2.17. Piano d'uso e manutenzione**

Durante le operazioni di gestione, quali la messa in servizio o fuori servizio dell'impianto, si devono seguire le istruzioni date nel seguito, per evitare condizioni di pericolo per gli operatori. Per quanto riguarda la manutenzione programmata, nel seguito sono riportate le operazioni da eseguirsi ed il programma temporale, mentre non sono contemplati gli interventi di manutenzione straordinaria o quelli su richiesta.

#### **2.17.1. Messa in servizio dell'impianto**

La procedura di messa in servizio dell'impianto prevede le seguenti operazioni:

- 1.chiusura dei sezionatori di stringa ubicati nei quadri di campi;
- 2.chiusura degli eventuali interruttori ESS degli inverter;
- 3.chiusura dell'interruttore contenuto nel quadro di connessione alla rete (QCA);
- 4.chiusura dell'interruttore contenuto nel quadro QCA ausiliari.



Dopo aver effettuato le operazioni descritte dopo qualche minuto, l'inverter si metterà in servizio. Sul display a cristalli liquidi posto sul fronte dell'inverter è possibile effettuare la lettura dei dati di funzionamento dell'impianto.

### **2.17.2. Messa fuori servizio dell'impianto**

La procedura di messa fuori servizio dell'impianto prevede le seguenti operazioni:

- 1.apertura degli interruttori contenuti nei quadri di connessione alla rete (QCA);
- 2.apertura dell'interruttore contenuto nel quadro QCA ausiliari;
- 3.apertura dei sezionatori di stringa ubicati nei quadri di campo.

Dopo l'apertura dell'interruttore contenuto nel quadro QCA ausiliari, gli inverter cesseranno il funzionamento mettendosi a riposo.

### **2.17.3. Manutenzione programmata**

Le operazioni di manutenzione programmata sull'impianto fotovoltaico sono riportate di seguito:

- ispezione visiva dei moduli FV;
- pulizia moduli fotovoltaici;
- pulizia del terreno e falciatura del verde;
- ispezione dei quadri di campo e raccolta stringhe
- verifica dell'isolamento delle stringhe FV;
- verifica del funzionamento elettrico delle stringhe;
- verifica della continuità elettrica;
- verifica del distacco degli inverter per mancanza di rete.
- ispezione dei quadri QCA
- verifica funzionalità della protezione di interfaccia di rete e tarature

#### **2.17.3.1. Ispezione visiva dei moduli FV**

L'ispezione visiva dei moduli fotovoltaici può essere effettuata anche da personale non specializzato; tale operazione consente di verificare:

- l'integrità meccanica dei moduli fotovoltaici;
- l'eventuale presenza di strati di materiale sulla superficie dei moduli in grado di oscurare una o più celle fotovoltaiche con conseguente diminuzione di produzione di energia;
- integrità dei cablaggi delle stringhe fotovoltaiche;
- integrità delle cassette di retro-modulo;

- integrità dei cavi di collegamento tra i moduli.

### ***2.17.3.2. Pulizia moduli fotovoltaici***

La pulizia dei moduli fotovoltaici sarà eseguita a cadenza semestrale o secondo necessità in caso di deposito di polvere sulla superficie esposta; l'operazione di pulizia sarà effettuata mediante lavaggio con acqua a bassa pressione.

Allo scopo saranno utilizzati piccoli trattori trainanti un carro serbatoio d'acqua e muniti di lancia idraulica.

### ***2.17.3.3. Pulizia del terreno e falciatura del verde***

Le operazioni di pulizia e di falciatura del verde saranno effettuate a cadenza mensile nel periodo primavera-estate e trimestrale nei rimanenti periodi.

Allo scopo saranno utilizzati piccoli trattori uniti di tagliaerba e carro di raccolta del verde falciato da conferire a stoccaggio di biomasse per impianti di produzione energetica o per alimentazione animale.

### ***2.17.3.4. Ispezione dei quadri di campo (quadri in parallelo)***

Nel quadro di campo è realizzato il sezionamento e l'eventuale raggruppamento delle stringhe del generatore fotovoltaico.

Il controllo dei quadri di campo, da effettuarsi, a cura di personale specializzato, ha lo scopo di verificare:

- l'integrità degli scaricatori di tensione se presenti; nel caso in cui gli scaricatori di tensione risultino guasti per anomalia di funzionamento o a seguito di intervento, devono essere sostituiti;
- lo stato dei cablaggi interni ai quadri.
- lo stato dei componenti e cablaggi interni.

### ***2.17.3.5. Verifica della funzionalità dei diodi di blocco delle stringhe***

I diodi di blocco delle stringhe fotovoltaiche sono ubicati all'interno degli inverter e del quadro di campo.

La verifica della loro funzionalità, da effettuarsi, a cura di personale specializzato, garantisce che durante le ore diurne non vi sia un reflusso di corrente verso i moduli fotovoltaici in seguito ad un qualunque guasto all'impianto elettrico a monte degli stessi diodi.

La verifica consiste nella misura della caduta di tensione sui diodi di blocco che in genere deve essere compresa tra 0,5Vdc e 0,8Vdc.

Nel caso in cui si dovessero riscontrare valori di tensione molto diversi da quello indicato occorre effettuare le seguenti ulteriori operazioni:

- mettere fuori servizio l'inverter a cui afferiscono le stringhe su cui sono collegati i diodi;
- aprire i sezionatori delle stringhe fotovoltaiche e provare il diodo con l'ausilio di un multimetro in prova diodi; se dovesse essere confermata la condizione di guasto si dovrà procedere alla sostituzione del diodo, operazione che comunque ai fini della garanzia dovrà essere effettuata da personale autorizzato dal costruttore dell'inverter.

#### ***2.17.3.6. Verifica dell'isolamento delle stringhe FV***

La verifica dell'isolamento delle stringhe del campo fotovoltaico, da effettuarsi a cura di personale specializzato, avviene tramite la misura della resistenza di isolamento verso massa per le stringhe, per ogni gruppo di stringhe collegate a ciascun quadro di campo (quadro in parallelo), che dovrà essere non inferiore a 50/N Mohm in condizioni di clima secco e non inferiore a 20/N MOhm in condizioni di clima umido (dove N = numero di moduli in serie per stringa).

#### ***2.17.3.7. Verifica del funzionamento elettrico delle stringhe FV***

La verifica del corretto funzionamento delle stringhe di moduli fotovoltaici, da effettuarsi a cura di personale specializzato, garantisce la massima produttività dell'impianto; essa consiste nella misura dei parametri elettrici tensione e corrente durante il funzionamento delle stringhe stesse.

Per indagare sul corretto funzionamento elettrico delle stringhe occorrerà effettuare le seguenti operazioni:

- la misura della tensione a vuoto (Voc) delle stringhe fotovoltaiche; per effettuare tale misura occorre mettere fuori servizio l'inverter a cui afferisce la stringa in oggetto ed aprire il relativo sezionatore; se si dovessero verificare variazioni dell'ordine della decina di Volt o valori di tensione pari a zero sarà necessario indagare sulla stringa per individuare eventuali moduli guasti;
- la misura, nel quadro di campo, della corrente erogata dalle 20 stringhe allo scopo di individuare eventuali interruzioni nel circuito serie delle stesse.

#### **2.17.3.8. Verifica della continuità elettrica**

La verifica della continuità elettrica dovrà essere effettuata tra i componenti dell'impianto di terra al fine di garantire l'assenza di interruzioni (discontinuità) nel conduttore PE ed EQP.

In particolare dovrà verificarsi la continuità elettrica tra gli inverter ed il nodo equipotenziale di terra, tra gli scaricatori eventuali ed i dispersori, nonché tra la struttura ed il nodo equipotenziale di terra.

Allo scopo di garantire la sicurezza elettrica della connessione in rete dell'impianto e la continuità della produzione di energia è consigliabile effettuare le seguenti operazioni.

#### **2.17.3.9. Verifica del distacco dell'inverter per mancanza di rete**

L'inverter utilizzato nell'impianto non è in grado di sostenere la tensione e la frequenza della rete elettrica di distribuzione in assenza della stessa cessando in tal caso la produzione di energia elettrica.

La verifica del distacco dell'inverter per mancanza della rete, da effettuarsi a cura di personale specializzato, consente di verificare l'efficienza delle protezioni elettriche presenti nell'inverter a tutto vantaggio della sicurezza elettrica complessiva dell'impianto.

La procedura per l'effettuazione della verifica è la seguente:

- 1.apertura dell'interruttore relativo all'inverter da provare;
- 2.verifica della mancanza di tensione in uscita dell'inverter;
- 3.richiusura dell'interruttore precedentemente aperto;
- 4.verifica che l'inverter ricominci a funzionare correttamente.

#### **2.17.3.10. Ispezione dei quadri QCA**

All'interno dei quadri QCA sono contenuti il dispositivo di interruzione della linea proveniente dagli inverter.

Su specifica richiesta dell'Ente Distributore può essere necessaria la verifica, da effettuarsi a cura di personale specializzato, della funzionalità dei dispositivi di interfaccia CT che sono integrati negli inverter (tale prova è effettuata in concomitanza con la verifica di funzionamento delle protezioni di interfaccia).

La verifica consiste nella simulazione di alcune condizioni di funzionamento anomalo di rete per verificare il distacco (apertura del contattore CT dell'inverter) dell'impianto fotovoltaico dalla rete elettrica di distribuzione.

Il controllo dei quadri QCA, da effettuarsi, a cura di personale specializzato, ha lo scopo di verificare lo stato dei componenti e cablaggi interni.

### **2.17.3.11. Attività di manutenzione programmata**

Dell'attività di manutenzione programmata dovrà essere tenuto apposito "registro di manutenzione"; in tale documento verranno registrate le date programmate degli interventi, le date di esecuzione degli stessi, l'intervento effettuato con l'indicazione dei componenti riparati o sostituiti, con nome e firma degli esecutori.

Nella **Tabella 2/5** si riportano gli interventi di manutenzione programmata con indicate le frequenze temporali relative.

<b>Parte di impianto</b>	<b>Frequenze</b>
<b>Campo fotovoltaico</b>	
Ispezione visiva dei moduli fotovoltaici	<b>Annuale</b>
Pulizia moduli fotovoltaici	<b>Semestrale</b>
Pulizia terreno/sfalciatura verde	<b>Mensile/Trimestr.</b>
Controllo visivo dei cablaggi e delle cassette di retro-modulo	<b>Annuale</b>
Verifica dell'isolamento delle stringhe FV	<b>Annuale</b>
Verifica del funzionamento elettrico delle stringhe	<b>Annuale</b>
Verifica della generazione elettrica del campo fotovoltaico	<b>Giornaliero (1)</b>
<b>Quadri elettrici corrente continua</b>	
Ispezione visiva e controllo involucro	<b>Annuale</b>
Controllo dei diodi di blocco delle stringhe	<b>Annuale</b>
Controllo degli scaricatori di sovratensione	<b>Annuale</b>
Controllo serraggio morsettiere e pulizia interna	<b>Annuale</b>
Controllo delle tensioni e correnti di uscita	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento alla rete di terra	<b>Annuale</b>
<b>Quadri elettrici corrente alternata</b>	
Ispezione visiva e controllo involucro	<b>Annuale</b>
Controllo funzionalità della protezione di interfaccia di rete e tarature	<b>Annuale</b>
Controllo dei dispositivi asserviti alla protezione (interruttori, contattori)	<b>Annuale</b>
Controllo delle tensioni e correnti di uscita	<b>Annuale</b>
Controllo intervento interruttori differenziali	<b>Annuale</b>
Controllo serraggio morsettiere e pulizia interna	<b>Annuale</b>
Controllo degli scaricatori di sovratensione	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento con quadro utente	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento quadro ente distributore	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento rete di terra	<b>Annuale</b>
<b>Inverter</b>	
Ispezione visiva e controllo involucro	<b>Annuale</b>
Verifica dei fuori servizio dell'inverter	<b>Giornaliero (1)</b>
Controllo delle tensioni e correnti di uscita	<b>Annuale</b>
Verifica di rendimento globale di conversione	<b>Annuale</b>
Interrogazione e scaricamento memoria della macchina	<b>Giornaliero (1)</b>
Controllo ed eventuale sostituzione di lampade e fusibili	<b>Annuale</b>

Controllo collegamento alla rete di terra	<b>Annuale</b>
Controllo serraggio morsettiere	<b>Annuale</b>
<b>Strutture di sostegno</b>	
Ispezione visiva e ripristino zincatura a freddo	<b>Annuale</b>
Controllo a campione del fissaggio dei moduli	<b>Annuale</b>
Controllo a campione del serraggio della bulloneria	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento alla rete di terra	<b>Annuale</b>
<b>Dispensori morsetti e cavi</b>	
Controllo visuale della connessione ai dispersori di terra	<b>Annuale</b>
Controllo collegamento alla rete di terra	<b>Annuale</b>
Controllo impianto di protezione contro le scariche atmosferiche	<b>Annuale</b>

Tabella 2/5 – Interventi e frequenze

## **2.18. Piano di Dismissione e Ripristino**<sup>7</sup>

### **2.18.1. Premessa**

Il Piano proposto, oltre ad indicare le modalità di Dismissione e Ripristino, quantifica gli oneri da sostenere per le relative attività. Il Piano tiene conto di tutte le relative norme, gli aspetti tecnici e le operazioni da svolgere, al fine di determinare il costo della dismissione e ripristino dello stato dei luoghi, di cui al decreto ministeriale dello Sviluppo economico del 10.09.2010 recante le *“Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”* punto 113.

In particolare, viene fatto riferimento al Decreto Dirigenziale 2 del 27 febbraio 2013 fornisce le *“Indicazioni operative per la redazione dei Piani di ripristino e per i Piani di reinserimento e recupero ambientale al termine della vita degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (fotovoltaico, biomassa, biogas, idroelettrico)”* (ai sensi della DGRV 253/2012). Con riferimento alla DGR n.253 del 22.02.2012, a garanzia della dismissione, verrà stipulata un’apposita garanzia fideiussoria in favore della regione Veneto con le modalità descritte dalla DGR stessa.

Il valore delle attività di dismissione e ripristino, che si evince dalla presente relazione, è di Euro 954.520,43, somma che sarà garantita con fideiussione bancaria o assicurativa in sede di ritiro dell’Autorizzazione Unica.

Detta cifra equivale a circa Euro 46.671,25 per ogni MW installato.

<sup>7</sup> per maggiori informazioni vedi *“Piano di Ripristino”* allegato al Progetto

### 2.18.2. Dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi

Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in un periodo presunto di circa 60 giorni dal distacco dell'impianto dalla rete elettrica, salvo eventi climatici sfavorevoli, come illustrato nella tabella seguente (**Tabella 2/6**):

DESCRIZIONE INTERVENTI	RISULTATO ATTESO	DURATA INTERVENTI
ALLESTIMENTO DEL CANTIERE	Opera di accantieramento in linea con quanto prescritto dal POS	2 gg
SMONTAGGIO MODULI FOTOVOLTAICI	Rimozione completa con conseguente riciclo	12 gg
SMONTAGGIO STRUTTURE METALLICHE PORTANTI	Rimozione completa con conseguente riciclo	18 gg
RIMOZIONE CABINE CONTAINER E BOX IMPIANTI	Rimozione completa con conseguente riciclo.	2 gg
RIMOZIONE IMPIANTI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	Rimozione completa con conseguente riciclo	4 gg
DEMOLIZIONE ELETTRODOTTI	Rimozione completa con conseguente riciclo	10 gg
DEMOLIZIONE MANUFATTI IN C.A.	Rimozione completa con conseguente conferimento a	2 gg
DEMOLIZIONE MASSICCIATE STRADALI	Rimozione completa con conseguente conferimento a	3 gg
RIMOZIONE DELLA RECINZIONE	Rimozione completa con conseguente conferimento a	2 gg
SISTEMAZIONE DEL TERRENO, LIVELLAMENTO E PREDISPOSIZIONE ALLA SEMINA	Terreno riportato allo stato pristino, pronto per la fase della seminagione	3 gg
SMOBILIZZO CANTIERE	Rimozione totale delle opere di accantieramento provvisorie	2 gg

Tabella 2/6 – Fasi delle operazioni di dismissione e tempistica

### 2.18.3. Criteri per la messa in pristino dello stato dei luoghi

Per tutti gli interventi caratterizzanti la messa in pristino dello stato dei luoghi verrà dettagliata una tabella che analizza il grado di soddisfacimento, sia per quanto riguarda il contesto territoriale (espresso in A10/10), che per le caratteristiche di tutte le opere (espresso in B10/10), nel rispetto dei seguenti criteri considerati prioritari:

- a) Ripristino Strutturale e Funzionale delle componenti ambientali che caratterizzava i luoghi precedenti all'impianto (RSF);
- b) Tendenziale Adeguamento Qualitativo dello stato dei luoghi rispetto alle condizioni precedenti all'impianto (TAQ);

c) Miglioramento Qualitativo dello Stato dei luoghi rispetto alle condizioni createsi in presenza dell'impianto (MQS).

#### 2.18.4. Criteri di deroga alla dismissione di alcuni elementi di impianto

In riferimento alle opere di ripristino oggetto della presente relazione è prevista la deroga alla dismissione di alcuni elementi, determinate dalle seguenti situazioni specifiche:

- a) sistema di drenaggio: tale sistema costituisce una pratica agraria ormai consolidata in molte parti del territorio agricolo in quanto garantisce un graduale ed uniforme deflusso delle acque meteoriche, mantenendo un grado di umidità più consono alle coltivazioni e un utilizzo più intensivo delle aree disponibili;
- b) opere di mitigazione: la presenza dei filari alberati è conforme alle previsioni dei piani urbanistici territoriali (PTCP e PAT) in quanto costituiscono un intervento volto alla "riduzione della frammentazione ecologica" del territorio agrario;
- c) tuttavia, una volta venuta meno la funzione di mascheratura delle fasce arboree, è possibile prevedere la riduzione ad una unica fila delle fasce alberate costituite da filari multipli, in relazione alle esigenze legate alla conduzione dei fondi agricoli da parte della proprietà;
- d) nuovo ponte sul canale consortile: il nuovo ponte sostituisce il vecchio ponte originario per ragioni di staticità e di ammodernamento delle componenti strutturali, per cui non si ritiene giustificato il ripristino della situazione originaria;
- e) stazione elettrica del produttore, compresa strada di accesso e rete di connessione AT alla stazione di Terna: tali strutture sono realizzate in zona produttiva (ex A.I.A.) e pertanto sono compatibili con la destinazione d'uso dell'area e funzionali ad un possibile futuro potenziamento della stessa.

#### 2.18.5. Tipologie di materiali presenti nel sito

La produzione dei rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte autorizzate, nel rispetto della normativa vigente. I principali materiali e le attrezzature utilizzate nel progetto dell'impianto fotovoltaico, che dovranno essere smaltite sono riportati in **Tabella 2/7**.

Codice CER	Descrizione
17 04 05	Parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli
16 02 14	Pannelli fotovoltaici
20 01 36	apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)



<b>17 04 05</b>	Recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali
<b>17 09 04</b>	Opere fondali in cls a plinti della recinzione
<b>17 09 04</b>	Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
<b>17 01 01</b>	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
<b>17 04 11</b>	Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici
<b>17 02 03</b>	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
<b>16 02 16</b>	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
<b>17 04 05</b>	Infissi delle cabine elettriche
<b>17 09 04</b>	Materiale inerte per la formazione del cassonetto negli ingressi
<b>17 05 08</b>	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

*Tabella 2/7 – Tipologia di rifiuti presenti nel sito*

Il catalogo europeo dei rifiuti è l'elenco dei codici di classificazione dei rifiuti (Codice Europeo del Rifiuto, CER) secondo la direttiva 75/442/CEE, che definisce il termine "rifiuto" nel modo seguente: *"qualsiasi sostanza od oggetto che rientri nelle categorie riportate nell'allegato I e di cui il detentore si disfi o abbia deciso o abbia l'obbligo di disfarsi"*.

L'allegato I è denominato "Elenco europeo dei rifiuti" (*List of wastes*) e si applica a tutti i rifiuti, siano essi destinati allo smaltimento o al recupero. In concreto, i codici CER sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, in base al processo produttivo da cui è originato. I codici, sono inseriti all'interno dell'Elenco dei rifiuti istituito dall'Unione europea con la decisione 2000/532/CE, trasposta in Italia attraverso il D.Lgs. 152/2006 "Norme in materia ambientale" e il D.M. Ministero dell'ambiente del 2 maggio 2006 "Istituzione dell'elenco dei rifiuti", emanato in attuazione del suddetto D.lgs.

### **2.18.6. Modalità di rimozione e smaltimento o recupero del materiale**

In accordo alle "Istruzioni Operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati" pubblicate dal GSE ai sensi dell'art. 40 del D.lgs. 49/2014, per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici, una volta disinstallati sul campo dalle strutture di sostegno (di tipologia standard nel caso in esame), si deve provvedere al corretto trasporto ad apposito centro di smaltimento. In particolare, ai sensi dell'art. 193 del D.lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, un trasportatore autorizzato carica i moduli FV per il trasporto secondo la procedura di cui all'art. 193 medesimo. I moduli devono essere accompagnati da un formulario di identificazione dal quale devono risultare almeno i seguenti dati:

- a. nome ed indirizzo del produttore dei rifiuti e del detentore;
- b. origine, tipologia e quantità del rifiuto;
- c. impianto di destinazione;
- d. data e percorso dell'istradamento;
- e. nome ed indirizzo del destinatario.

Le copie del formulario devono essere conservate per cinque anni.

Nel caso in questione (impianti fotovoltaici con potenza  $\geq 10\text{kWp}$ ) i moduli dismessi devono essere conferiti ad un impianto di trattamento autorizzato (punto n. 2 – Categorie RAEE per il fotovoltaico).

Ai sensi del D.lgs. 152/2006, il conferimento è gratuito, dovendo i produttori e gli importatori dei moduli fotovoltaici - *“produttori del rifiuto”* – occuparsi della corretta gestione del fine vita dei prodotti che immettono sul mercato. Come illustrato nel seguito, i produttori organizzano l'attività di raccolta e riciclo mediante associazioni dedicate. Come riferimento del settore, citiamo l'associazione *“PV-CYCLE”* che associa numerosi produttori di moduli fotovoltaici.

Per i quantitativi dei materiali, riferirsi alle corrispondenti voci del computo metrico estimativo.

### **2.18.7. Stima della spesa**

Per lo smantellamento di tutte le opere previste per la realizzazione dell'impianto viene prevista una spesa complessiva di € 954.520,43, come risulta dal Computo Metrico Estimativo riportato nel *“Piano di Ripristino”* allegato al Progetto.

### **2.19. Documentazione fotografica dello stato attuale**



*L'area su cui verrà realizzata la stazione di consegna a TERNA*



*L'area su cui verrà realizzato il cavo elettrico*



*Vista dal lato est, limite del canale di scolo Retinella con la strada interpoderale*



*Vista dal lato sud, dall'argine sx del Canalbianco*



*Vista dal lato sud dall'argine sx del fiume Po*



*Vista dal lato est, dall'argine sx del Naviglio Adigetto (altezza idrovora Retinella)*



*Vista dal lato nord, dalla strada interna con immissione dall'argine dx del ramo morto del Canalbianco (località Retinella).*



*Vista dal lato nord, dall'argine dx del ramo morto del Canalbianco*

## 2.20. Bibliografia

- SNPA. *Linee guida per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario (VIAS) nelle procedure di autorizzazione ambientale (VAS, VIA, AIA)*, Delibera del Consiglio Federale, Seduta del 22/04/2015. Doc 49/15-Cf, 133/2016.
- Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali. *Linee guida per la predisposizione della Sintesi Non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale*, Rev. 1 del 30/01/2018.
- AA.VV. *Carta Geologica del Veneto 1:250000*. Regione del Veneto, Giunta regionale Segreteria Regionale per il Territorio, servizio Geologico d’Italia. 1990.
- AA.VV. *Carta Archeologica del Veneto Scale varie*. Regione del Veneto, Giunta regionale Segreteria Regionale per il Territorio. 1994.
- AA.VV. *Ambiente. Il Veneto verso il 2000*. Giunta Regionale del Veneto. 1998.
- ARPAV – *Carta dei suoli della Provincia di Rovigo*. 2018.
- ARPAV *Monitoraggio e qualità dell’aria della regione Veneto*. “Quaderni per l’ambiente Veneto”, 2000.
- ISPRA *Gli habitat in Carta della Natura - Schede descrittive degli habitat per la cartografia alla scala 1:50.000*. Manuali e linee guida 49/2009.
- ISPRA *Elementi per l’aggiornamento delle norme tecniche di valutazione ambientale*. Manuali e linee guida 109/2014.
- AA.VV. *Gestione delle aree di collegamento ecologico funzionale. Manuali e linee guida 26/2003*, APAT, 2003.
- A.N.P.A. Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio, 2001: *Linee Guida V.I.A. – Parte Generale*.
- ARPA Puglia, 2011: *Linee guida per la valutazione della compatibilità ambientale di impianti di produzione a energia fotovoltaica*.
- Moriani G., Ostoich M., Del Sole E.: *Metodologie di Valutazione Ambientale*, FrancoAngeli, 2015.
- Associazione Faunisti Veneti (a cura di M. Bon, F. Mezzavilla, F. Scarton), 2013: *Carta delle vocazioni faunistiche del Veneto. Regione del Veneto*.
- Bettini, Canter, Ortolano: *Ecologia dell’impatto ambientale*, UTET, Torino.

- Boitani L., Corsi F., Falcucci A., Marzetti I., Masi M., Montemaggiori A., Ottavini D., Reggiani G. & C. Rondinini, 2002: *Rete Ecologica Nazionale. Un approccio alla Conservazione dei Vertebrati Italiani. Relazione Finale*. Ministero dell'Ambiente e del Territorio.
- Bon M., Paolucci P, Mezzavilla E, De Battisti R., Vernier E. (Eds.),1995: *Atlante dei Mammiferi del Veneto*. Lavori Soc. Ven. Sc. Nat., suppl, al vol. 21.
- Bonato L., Fracasso G., Pollo R., Richard J., Semenzato M., 2007: *Atlante degli Anfibi e dei Rettili del Veneto*. Nuovadimensione.
- Brichetti P., Fracasso G.: *Ornitologia Italiana – Identificazione, distribuzione, consistenza e movimenti degli uccelli italiani*. Alberto Perdisa Editore, Bologna. 2003.
- Rodaro P.: *Effetti delle pratiche agronomiche su alcune caratteristiche di prati permanenti del Veneto*. Tesi di dottorato, Rel. U. Ziliotto, Dip. Agronomia Ambientale e Produzioni Vegetali, Università di Padova, 1998.
- Salogni G., 2014. *Atlante distributivo delle specie della Regione del Veneto*. Regione del Veneto
- Sburlino G., Scoppola A., Marchiori S.: *Contributo alla conoscenza degli ambienti umidi della Pianura padana orientale: la classe Lemnetea minoris*. R.Tx. 1955 em. Schw. & R.Tx. 1981. Not. Fitosoc., 1985.
- Conti F, Manzi A., Pedrotti F.: *Il libro rosso delle piante d'Italia*. WWF & SBI, Camerino., 1992.
- Schmid E., 1963: *Fondamenti della distribuzione naturale della vegetazione mediterranea*. Arch. Bot. Biogeogr. Ital. 39:1-39.
- Del Favero R., Andrich O., De Mas G., Lasen C., Poldini L.: *La vegetazione forestale del Veneto. Prodomi di Tipologia Forestale*. Regione Veneto, Assessorato Agricoltura e Foreste, Dipartimento Foreste,1990.
- Del Favero R.: *Biodiversità e indicatori nei tipi forestali del Veneto*. Regione Veneto, Direzione Foreste, Mestre-Venezia, 2000.
- ISPRA (a.s.): *Atlante della Migrazione degli Uccelli in Italia*.
- ISPRA/INU: *Frammentazione del Territorio da infrastrutture lineari; indirizzi e buone pratiche per la prevenzione e la mitigazione degli impatti*. Manuali e Linee guida, 76.1/2011.
- APAT/INU: *Gestione delle aree di collegamento ecologico funzionale. Indirizzi e modalità operative per l'adeguamento degli strumenti di pianificazione del territorio in funzione della costruzione di reti ecologiche a scala locale*. Manuali e linee guida 26/2003 APAT.
- ISPRA: *Tutela della connettività ecologica del territorio e infrastrutture lineari*. 87/2008. Rapporto Tecnico; a cura di Guccione M., Gori M., Bajo N., con la collaborazione di Caputo A.
- Franco D., *Paesaggio, reti ecologiche ed agroforestazione*. Il Verde Editoriale, Milano.

- Genovesi P., Angelini P., Bianchi E. Duprè E., Ercole S., Giacanelli V., Ronchi F., Stoch F., 2014: *Specie e habitat di interesse comunitario in Italia: distribuzione, stato di conservazione e trend*. ISPRA, Serie Rapporti 194/2014.
- Provincia di Roma Assessorato alle politiche ambientali, Agricoltura e protezione civile: *Frammentazione Ambientale Connettività Reti Ecologiche Un contributo teorico e metodologico con particolare riferimento alla fauna selvatica*, a cura di Corrado Battisti; Stampa: STILGRAFICA srl, 2004.
- *Formulario Standard dei siti appartenenti alla rete Natura 2000* identificati dai codici IT3270024, denominato "Vallona di Loreo", n. IT3270004, denominato "Dune di Rosolina e Volto", n. IT3270023, denominato "Delta del Po", n. IT3270017, denominato "Delta del Po: tratto terminale e Delta Veneto".
- Fracasso G., Bon M., Scarton F., Mezzavilla F., 2011: *Calendario riproduttivo dell'avifauna della regione Veneto*. Associazione Faunisti Veneti (eds.).
- INU, Urbanistica Quaderni: *Regione Veneto. Piani d'area vasta. Delta del Po*, 2002.
- AAA: *Valutazione Ambientale. Dossier: energia e territorio*, n. 15, EdicomEdizioni.
- Ingegnoli V. (a cura di): *Esercizi di ecologia del Paesaggio*. CittàStudi edizioni, Milano.
- Ingegnoli V.: *Fondamenti di ecologia del Paesaggio*. CittàStudi edizioni, Milano.
- Ministero per i beni e le attività culturali: *Fotovoltaico – Prontuario per la valutazione del suo inserimento nel paesaggio e nei contesti architettonici*, 2011.
- Pavari A., 1916: *Studio preliminare sulla coltura di specie forestali esotiche in Italia*. Prima parte (generale). Annali del Regio Istituto Superiore Nazionale Forestale, vol. I (1913-15) PIGNATTI S., Flora d'Italia. Ed agricole, 1982.
- Susmel: *Principi di Ecologia. Fattori ecologici. Ecosistemica. Applicazioni*. CLEUP Editore Padova, 1988.
- Verdesca: *Manuale di valutazione d'impatto economico-ambientale*. Maggioli Editore, Santarcangelo di Romagna (RN), 2003.
- Vismara: *Ecologia Applicata – Seconda edizione*, Hoepli, Milano. 1992.
- Speciale Tecnico QualEnergia.it: *Recupero e riciclo dei moduli fotovoltaici a fine vita*, a cura di ing. Stefano Notarnicola, Ambiente Italia srl. 2013.
- Regione del Veneto: PTRC, 1992, 2009, 2013.
- Provincia di Rovigo: PTCP, 2015.
- Comune di Loreo: PRG.
- Comune di Loreo: PAT adottato, 2019.

- Comune di Adria: PAT.
- Comune di Loreo: classificazione acustica del territorio, 2002.
- Comune di Adria: classificazione acustica del territorio, 1991.

### 2.21. Webgrafia

- [www.europa.ue](http://www.europa.ue)
- [www.beniculturali.it](http://www.beniculturali.it)
- [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)
- [www.isprambiente.it](http://www.isprambiente.it)
- [www.regione.veneto.it](http://www.regione.veneto.it)
- [www.provincia.ro.it](http://www.provincia.ro.it)
- [www.arpa.veneto.it](http://www.arpa.veneto.it)
- [www.comune.loreo.ro.it](http://www.comune.loreo.ro.it)

Settembre 2022

Il Valutatore

*arch. Giovanni Battista Pisani*





*Pagina lasciata intenzionalmente bianca*