

COMUNE DI MANIAGO



PROVINCIA DI PORDENONE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72+30,37 MWp – MANIAGO SOLAR 1

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'artt. 23, 24-24bis e 25 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Maniago Foglio 39 Mappali 44 - 48 - 91 - 167 - 237 - 238 - 276 Foglio 41 Mappali 67 - 70 - 72 - 81 - 120 - 127 - 129 - 131 - 134 - 147 - 149 Foglio 52 Mappali 1 - 2 - 3 - 4 - 13 - 14 - 18 - 21 - 41 Foglio 53 Mappali 1 - 2 - 3	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC18 – CRITERI PROGETTUALI	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 01/02/2022		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY ELEVEN S.R.L. 39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Rosalba Teodoro Ing. Francesca Imbrogno Studio Ing. Valz Gris 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878 	
	Per. Agr. Giovanni Cattaruzzi Studio Cattaruzzi 33100 UDINE – Via Gemona	



INDICE

INDICE	1
1. INTRODUZIONE	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO	5
3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO	7
3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO	7
3.1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO	7
3.1.2 Siti UNESCO - candidature in atto	7
3.1.3 Beni culturali	8
3.1.4 Beni paesaggistici	8
3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani	8
3.2 AREE PROTETTE	8
3.2.1 Aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla l.r. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000	8
3.3 AREE AGRICOLE	9
3.3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale caratterizzate da un'elevata capacità di uso del suolo	9
3.3.2 Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.	10
3.4 Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar	10
3.5 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO	11
3.5.1 Piano di gestione delle acque	11
3.5.2 Piano di gestione del rischio alluvioni	15
3.5.3 Piani stralcio per l'assetto idrogeologico (PAI)	15
3.6 AREE DI ATTENZIONE	16
4. ALTERNATIVE PROGETTUALI	17
4.1 Alternative strategiche	17
4.2 Alternative di localizzazione	18
4.3 Alternative strutturali	21
4.4 Alternative di compensazione	23
4.5 Alternativa "zero"	23
5. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI	25
5.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE	25
5.1.1 Protezioni contro le sovracorrenti;	25
5.1.2 Protezioni contro le sovratensioni;	26
5.1.3 Protezioni di interfaccia lato corrente alternata	26
5.1.4 Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;	26
5.1.5 Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori	26
5.1.6 Protezioni contro i fulmini	27



6.	CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI.....	28
6.1	TECNOLOGIA DEI MODULI FV	28
6.2	TECNOLOGIA DEGLI INVERTER	30
6.3	ACCOPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER	30
6.4	QUADRI SUL LATO DC	30
6.5	QUADRI SUL LATO AC	31
6.6	CAVI ELETTRICI E CABLAGGI.....	31
6.7	CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO.....	31
6.8	VIABILITA' DI PROGETTO	32
7.	RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI	34
8.	DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE	35
8.1.1	<i>Esame Visivo.....</i>	<i>35</i>
8.1.2	<i>Verifica dei Cavi e dei Conduttori</i>	<i>35</i>
8.1.3	<i>Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.....</i>	<i>35</i>
8.1.4	<i>Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.</i>	<i>35</i>
8.1.5	<i>Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, controllando che siano rispettati i valori previsti dalla Norma CEI 64-8.....</i>	<i>35</i>
8.1.6	<i>Prove funzionali sul sistema di conversione statica con riferimento al manuale di uso e manutenzione, nelle diverse condizioni di potenza (accensione, spegnimento, mancanza di rete del distributore);.....</i>	<i>36</i>
8.1.7	<i>Verifica tecnico-funzionale dell'impianto.....</i>	<i>36</i>



1. INTRODUZIONE

Il presente documento intende descrivere in maniera dettagliata i criteri progettuali sottesi all'impianto fotovoltaico oggetto della presente domanda di Valutazione di Impatto Ambientale.

In prima istanza, definendo come la localizzazione del progetto sia stata frutto di una dettagliata analisi, relativamente alla fattibilità di un impianto fotovoltaico a terra, tenendo in considerazione che sia fondamentale la salvaguardia del territorio e le politiche di tutela del paesaggio, compatibilmente con la promozione, lo sviluppo e la valorizzazione delle energie rinnovabili.

Il progetto dunque, considerando il fatto che sfrutta il principio fisico dell'effetto fotovoltaico e permette la conversione dell'energia irradiata dal sole in energia elettrica, necessita di superfici captanti. Per realizzare impianti di grandi dimensioni, la tecnologia necessita di aree estese. È per questo che riteniamo importante sottolineare che il progetto segue le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010", Allegato 1 del DGR.

A settembre di quest'anno la Regione Friuli Venezia Giulia ha annunciato che costituirà un gruppo tecnico interdirezionale per avviare gli approfondimenti necessari all'individuazione delle zone, sul territorio regionale, dove sarà possibile e dove invece non sarà consentito ubicare gli impianti di generazione elettrica da fonti energetiche rinnovabili (Fer).

Lo ha stabilito una generalità di Giunta su proposta dell'assessore regionale alla Difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile di concerto con gli assessori alle Risorse agroalimentari, forestali, ittiche e montagna e alle Infrastrutture e territorio.

L'Esecutivo dà così mandato al direttore generale di nominare un gruppo di lavoro interdirezionale (nucleo tecnico) composto dai direttori di alcuni servizi in capo alle direzioni centrali Difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibili che avrà anche il ruolo di coordinamento, Infrastrutture e territorio, Risorse agroalimentari, forestali e ittiche con il compito di individuare i siti idonei e non idonei all'installazione di parchi e impianti fotovoltaici a terra per la produzione di energia.

Il nucleo tecnico nell'accompagnare il lavoro del gruppo nazionale incaricato di elaborare i criteri, fa sapere l'assessore del Friuli Venezia Giulia, avrà anche il compito di verificarne l'applicabilità e la congruità rispetto alle caratteristiche specifiche del Friuli Venezia Giulia.

Nel dettaglio, la task force dovrà formulare una proposta di criteri per l'individuazione delle aree non idonee e idonee all'installazione di impianti Fer, articolata secondo le diverse tipologie delle strutture e dei caratteri distintivi e identitari del territorio, sulla base dei criteri nazionali. Una proposta flessibile, capace di adeguare le scelte localizzative per permettere il raggiungimento degli obiettivi regionali di produzione di energia da fonti rinnovabili che tenga però conto delle tutele da assicurare.

Fra gli ulteriori compiti del nucleo tecnico anche la predisposizione di un documento metodologico preliminare, che faccia sintesi dei criteri pre-esistenti e della discussione del gruppo di lavoro nazionale e dia conto delle esperienze in essere, individuando le migliori pratiche oltre a delineare gli scenari in applicazione dei predetti criteri sia per l'impatto territoriale sia per quello energetico.

L'assessore ha rilevato la necessità di dare avvio agli approfondimenti per l'individuazione delle specifiche zone sul territorio regionale in attuazione del Piano nazionale integrato energia e clima (Pniec), documento in cui è definito un percorso di sviluppo sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili per conseguire entro il 2030 una copertura (30%) del consumo finale lordo da fonti rinnovabili e che annovera tra le misure atte a favorire il raggiungimento degli obiettivi l'individuazione di "aree idonee" o "a vocazione energetica".

Da qui la necessità di prevedere la costituzione di un gruppo di lavoro interdirezionale vista l'entità degli obiettivi di sviluppo da conseguire, la necessità di ampie porzioni territoriali da adibire alla localizzazione



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 4 di
38

degli impianti e considerando soprattutto l'incremento delle richieste di autorizzazione per l'installazione di impianti Fer di grandi dimensioni sul territorio regionale.

La task force potrà avvalersi del supporto tecnico-scientifico di Arpa Friuli Venezia Giulia, dell'eventuale contributo di altre strutture regionali o di altri soggetti esterni quali, ad esempio, i concessionari dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, il gestore dei servizi energetici (Gse) e la società di Ricerca dei servizi energetici (Rse).¹

Questo il motivo per cui, nella presente relazione, in assenza di una individuazione da parte della Regione, si analizzano i criteri della norma Nazionale al fine di dimostrare la bontà della scelta effettuata.

1



2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO

L'area in esame per il presente progetto si trova nel Comune di Maniago in provincia di Pordenone. Tale area trova una buona sincronia con il progetto del campo agrivoltaico, perché permettono di evitare la realizzazione di strutture che limitino la permeabilità del terreno², che ne alterino la flora esistente³ e che impediscano la permanenza o il passaggio della fauna locale⁴.

Nelle tabelle di seguito la sintesi delle informazioni del progetto:

Dati generali

Ubicazione e denominazione	Comune di Maniago
Coordinate geografiche	46° 7'58.23"N; 12°45'5.59"
Superficie complessiva del terreno	1.200.617 m ²
Superficie complessiva moduli	446.592,71 m ²
Superficie complessiva mitigazione	207.505 m ²

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Pordenone e interessa amministrativamente il Comune di Maniago. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 96,1 MWp e si estende su un'area di circa 120 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano essere:

- Lato Sud/Ovest è presente la strada provinciale SP59 (Via Tesana Sud)
- Lato Nord/Ovest nel primo tratto è presente strada comunale (Via dei Venier);
- Lato Nord/Est e Lato Sud Est sono presenti terreni agricoli;

Al centro dell'area di intervento è presente una strada comunale (Traviana).

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Il progetto prevede la suddivisione in due aree separate solo da punto di vista elettrico ciascuna delle quali dotata di cabine di trasformazione ed inverter e cabine di consegna. I pannelli sono raggruppati in strutture composte da 24 e 48 pannelli disposti su tracker monoassiali a doppio pannello con distanza interassiale di 8 m.

Inoltre in ipotesi di progetto sono previste come descritto nel "DOC13 – Cielo, acqua e terra – Dialogo tra paesaggio e fotovoltaico" elementi di cucitura del paesaggio. Si è pensato all'utilizzo occasionale di elementi in sasso o laterizio deve emergere più a contatto del terreno in alcuni punti significativi dell'installazione: gli accessi alle ippovie/ciclabili, del ponticello, muretti e cordoli ecc...

Per garantire la fruibilità sarebbe utile implementare i percorsi utilizzabili a piedi, in bicicletta o cavallo, per compensare la presenza di barriere fisiche quali recinzioni e mitigazioni verdi.

Tra gli elementi di fruibilità, sono proposti nel progetto delle ipotesi progettuali, a partire dalla viabilità pubblica baricentrica al sito, due piste inghiaiate a mo' di "strada alzaia" costeggianti la Roggia di Maniago. Occorre a tal proposito evidenziare come la roggia sia in posizione debolmente elevata rispetto ai terreni adiacenti. Ulteriori elementi di fruibilità presenti nel progetto sono le aree di sosta. Nel progetto sono previste due aree circolari di diametro pari a 20 m che prendono il nome di Stonehenge.

² I pannelli sono sollevati su tracker, le strade di collegamento interno sono in terreno battuto e non è previsto l'uso di asfalto o di altro materiale impermeabile

³ È prevista la conservazione delle parti boscate, dei filari e delle alberature esistenti sul lotto, potenziando ove necessario la presenza arborea e garantendo nel tempo la manutenzione del verde esistente e del verde messo a dimora come opere di mitigazione

⁴ La preservazione delle aree boscate e delle aree di acque lentiche, consente la conservazione delle specie negli habitat esistenti e la presenza di varchi all'interno della recinzione perimetrale consentono il passaggio degli animali



FIGURA 1 IMMAGINI SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO

L'energia prodotta dall'impianto verrà veicolata attraverso la realizzazione di un cavidotto interrati in AT situato prevalentemente su strada provinciale. Il cavidotto partirà dalla StepUp interna all'area di progetto fino ad arrivare all'infrastruttura CP di Maniago di e-distribuzione



3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO

I macro criteri di progetto sottendono alla normativa ambientale in merito alla “individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3. delle linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il decreto ministeriale del 10 settembre 2010 - Allegato 1”

In particolare l’allegato al Decreto definisce le *aree inidonee* identificandole nelle seguenti tipologie:

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;
2. Aree protette;
3. Aree agricole;
4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

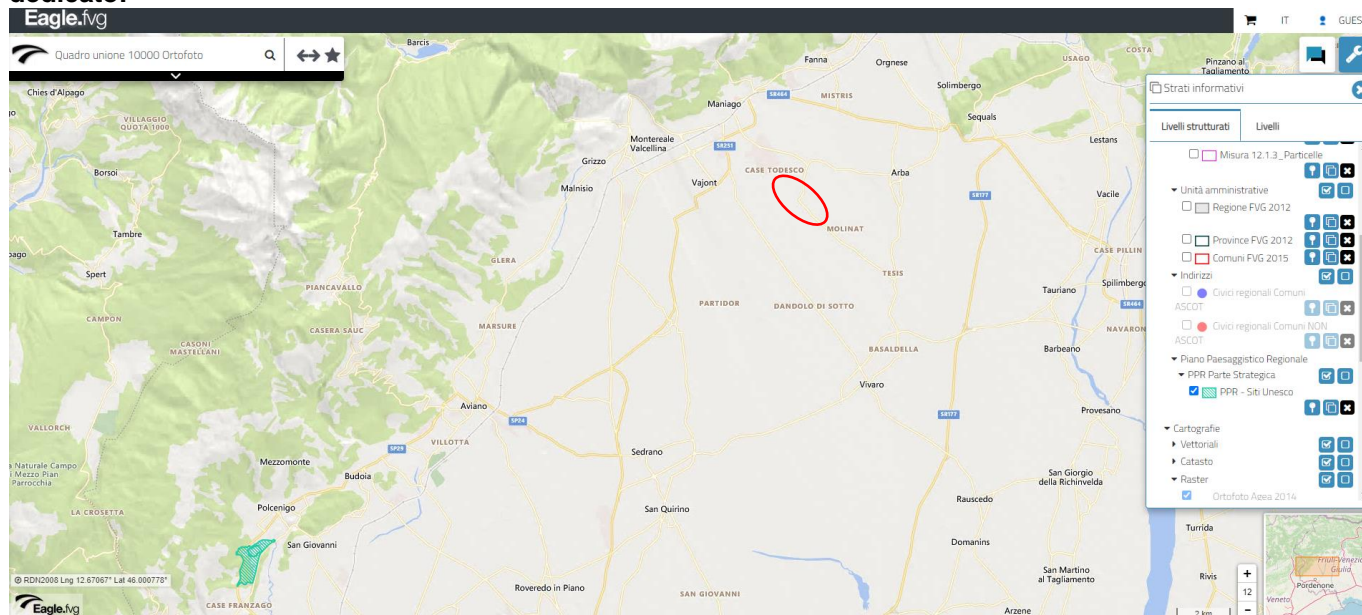
Di seguito si elencheranno tutti i criteri di inidoneità per la verifica puntuale dell’esclusione del sito da ciascun fattore discriminante.

3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO

Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del decreto legislativo del 22 gennaio 2004 n. 42 (Codice dei beni culturali e paesaggio). Si evidenzierà che il sito di progetto non rientra in nessuna delle successive categorie.

3.1.1 *Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell’UNESCO*

Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nello stralcio del portale dedicato:



Il sito non è compreso tra i siti Unesco come rappresentato in immagine dal portale.

3.1.2 *Siti UNESCO - candidature in atto*

Le aree interessate dai progetti di candidatura a siti UNESCO – core zone – analogamente ai siti già inseriti nel Patrimonio UNESCO, sono inidonee all’installazione di impianti fotovoltaici a terra, al fine di tutelare la percezione visiva dei luoghi, in sintonia con quanto indicato all’art. 33, comma 5, lettere a) e b), del Piano Paesaggistico Regionale adottato con deliberazione della Giunta regionale 4 agosto 2009, n. 53-11975 e posto in salvaguardia e in sintonia con i provvedimenti amministrativi sotto richiamati, che dettano criteri essenziali nella pianificazione e nell’uso dei territori ai fini del favorevole recepimento degli ambiti oggetto di candidatura.

Dalle analisi effettuate non risulta che l’area dall’intervento faccia parte dei siti con candidature in atto.



3.1.3 Beni culturali

Sono inidonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, comma 4 del d.lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere:

- f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico;
- g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico;
- l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale tradizionale.

Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione. Come evidenziato anche dalle tavole analizzate del PRGC tra i siti d'impianto non sono compresi beni culturali.

3.1.4 Beni paesaggistici

I beni paesaggistici si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale. Tra i beni paesaggistici rientra la Roggia di Maniago, che non è coinvolta da interventi diretti sull'alveo, in quanto saranno realizzati solo alcuni attraversamenti con tecnologia no-dig. Una parte della fascia di rispetto della roggia è occupata dall'impianto, per la natura amovibile delle strutture di sostegno dei pannelli.



3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani

A salvaguardia dei paesaggi e dei coni visuali a questi associati, l'installazione di impianti fotovoltaici a terra è inidonea "in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani". Data la natura completamente pianeggiante, il progetto non ricade in tali ambiti.

3.2 AREE PROTETTE

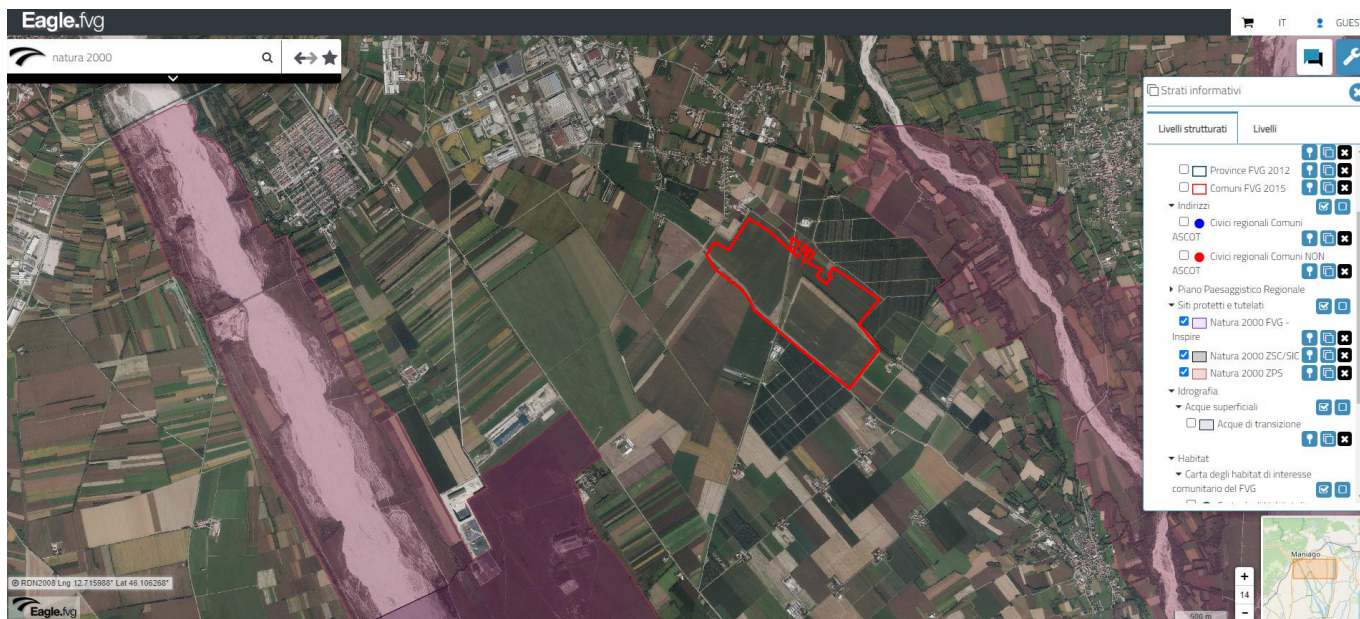
3.2.1 Aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla l.r. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000

Le aree protette, sia individuate dalla normativa statale (parchi nazionali), sia dalla normativa regionale, sono inidonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in quanto in contrasto con le finalità



perseguite nell'istituzione delle stesse. Del pari sono inidonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra i siti di importanza comunitaria ricompresi nella Rete Natura 2000, a causa della conseguente sottrazione di habitat naturali e seminaturali, delle interferenze ambientali e territoriali che potrebbero derivarne e della fragilità degli ecosistemi tutelati.

Nell'area interessata dal progetto non vi è presenza di tali sistemi come si evince dalle analisi vincolistiche condotte.



3.3 AREE AGRICOLE

3.3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale caratterizzate da un'elevata capacità di uso del suolo

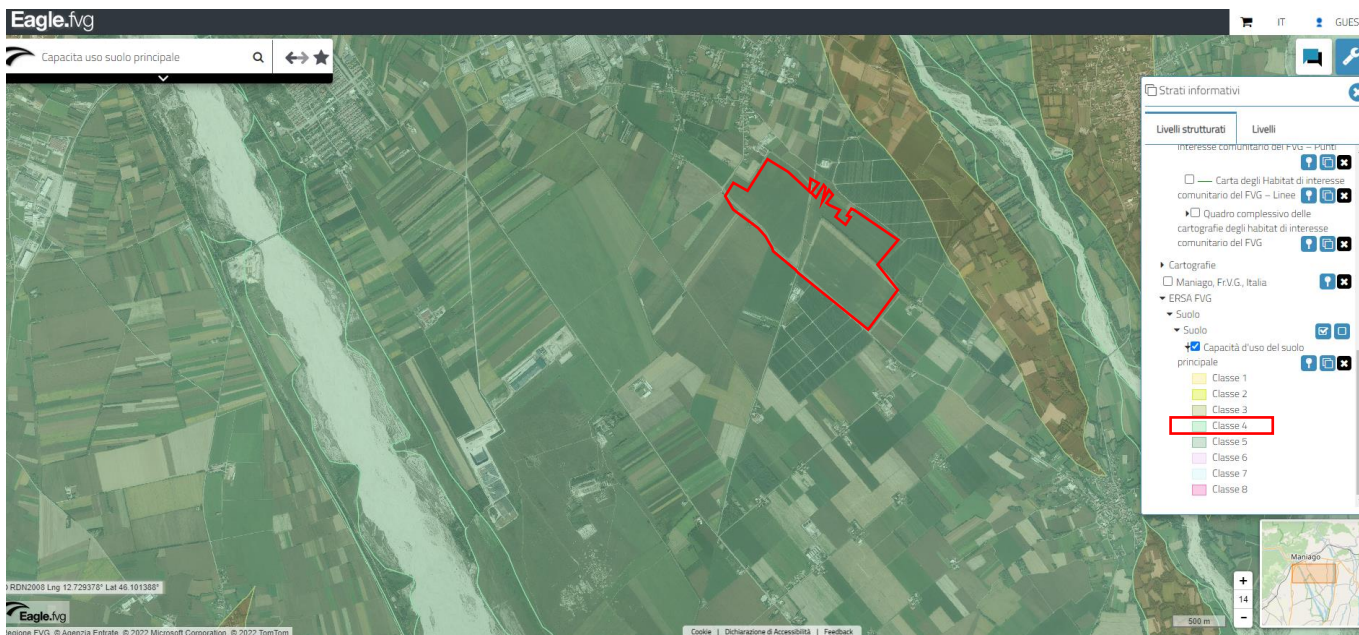
Sono inidonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo.

Il siti destinati al progetto sono classificati in Classe 4 di capacità di uso del suolo, pertanto non caratterizzata da una elevata capacità.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

Pag 10 di
38



3.3.2 Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

In virtù della loro valenza al contempo agricola e paesaggistica, sono inadatti i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola vitati destinati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.. Il Friuli Venezia Giulia è caratterizzata dalla presenza di vini D.O.C. su tutta la sua estensione, ma i siti destinati al progetto non rientrano nella fattispecie indicata come inadatta.

3.4 ZONE UMIDE DI IMPORTANZA INTERNAZIONALE DESIGNATE AI SENSI DELLA CONVENZIONE DI RAMSAR





3.5 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO

Sono inidonee alla realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;
- le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti
- le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi
- le aree soggette a valanghe;
- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata ed a pericolosità elevata
- le aree a rischio idrogeologico molto elevato

Di seguito si riportano le analisi eseguite sui Piani specifici che dimostrano che il sito in esame non rientra in nessuna delle fattispecie elencate:

3.5.1 *Piano di gestione delle acque*

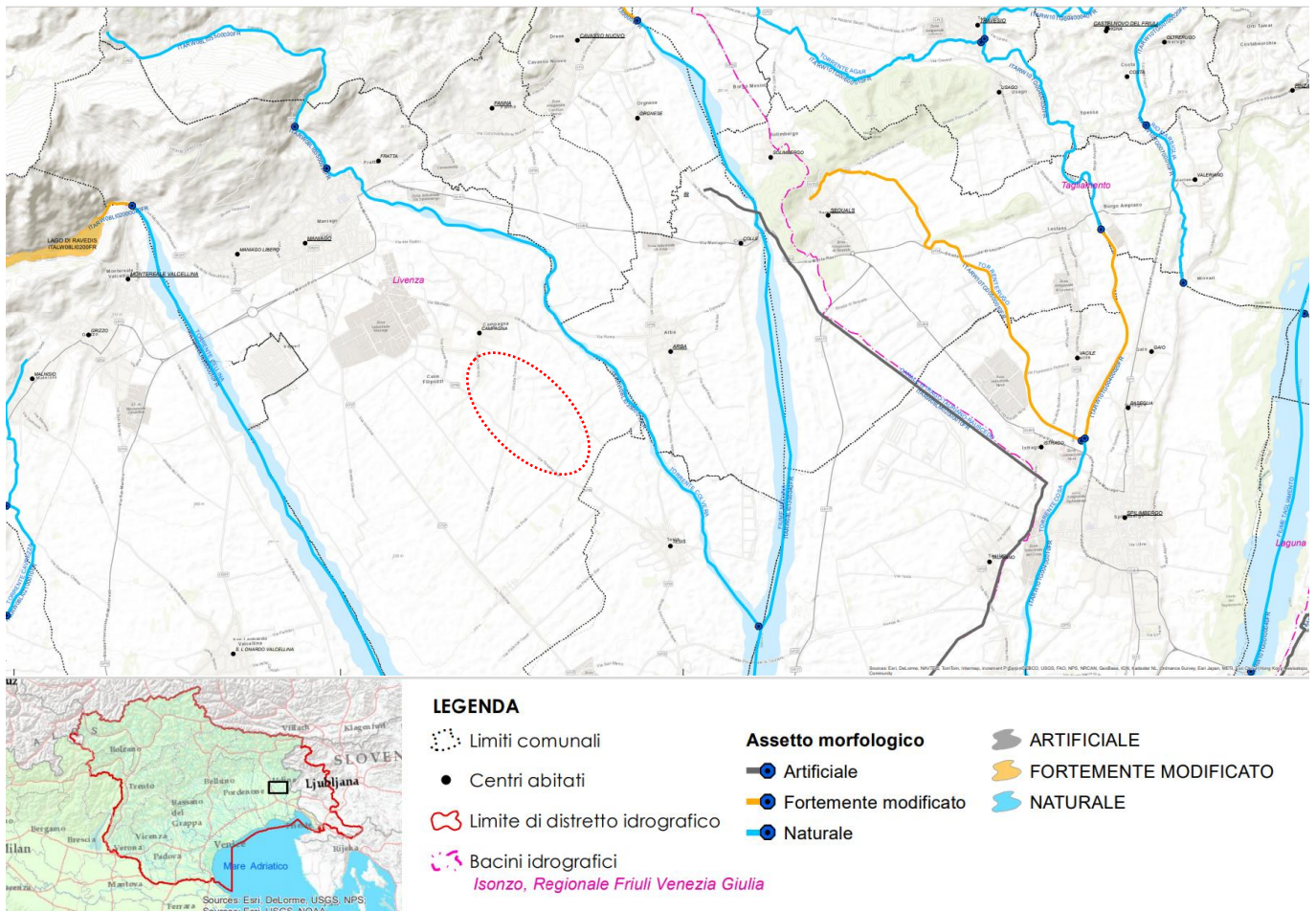
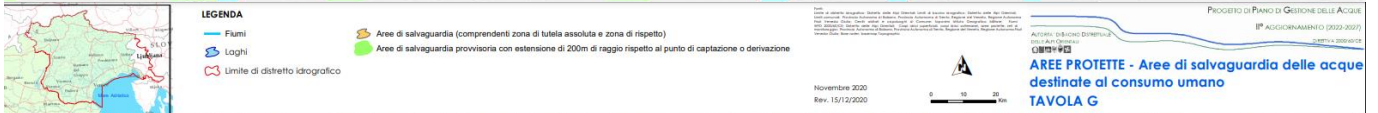
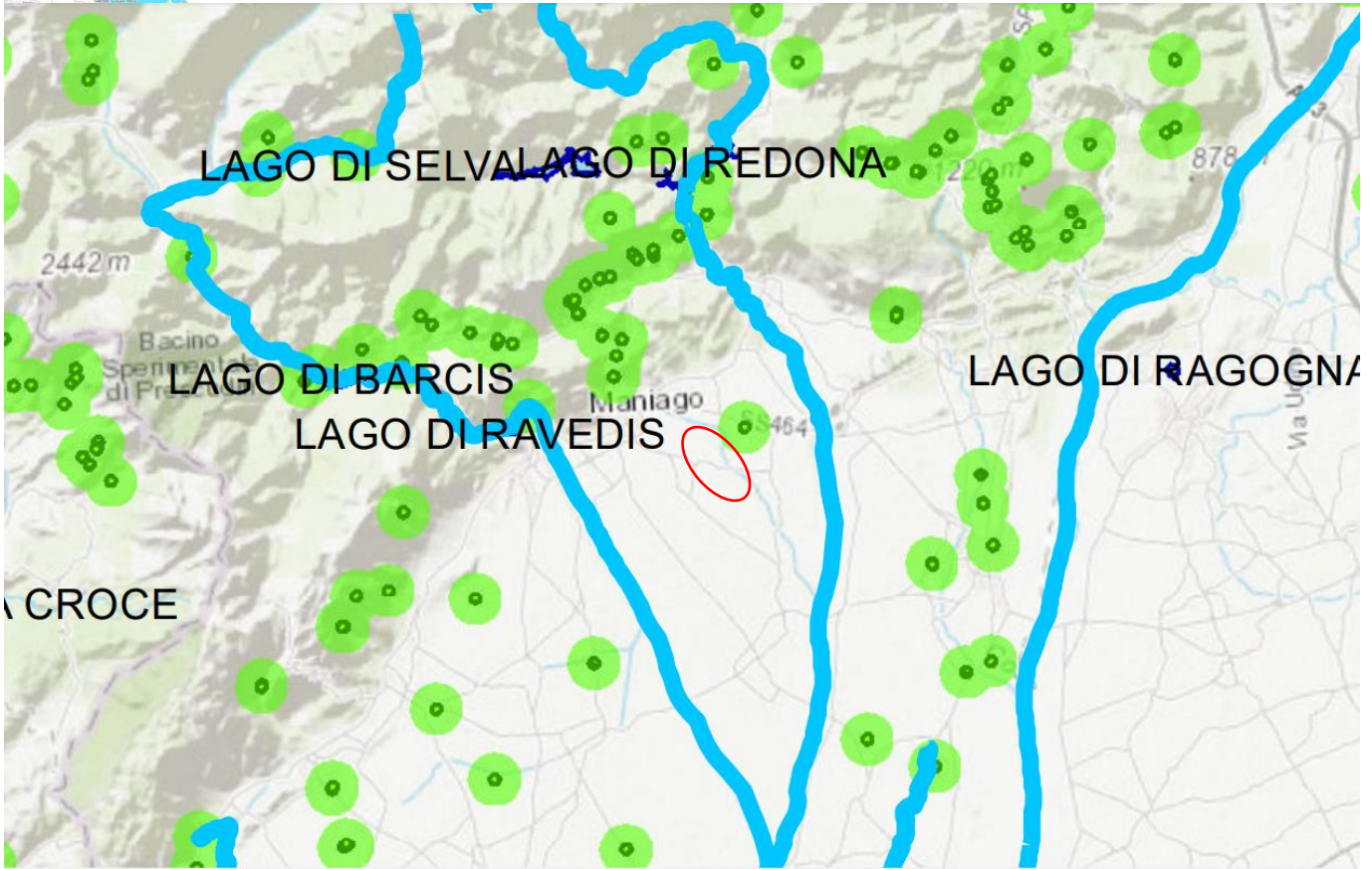
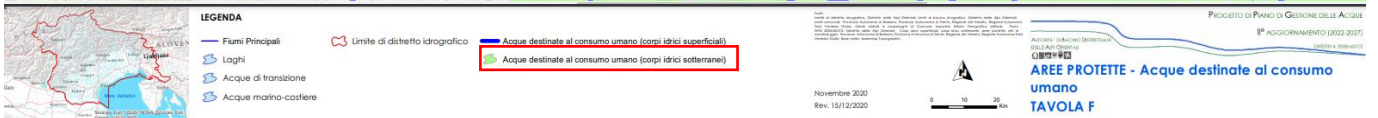
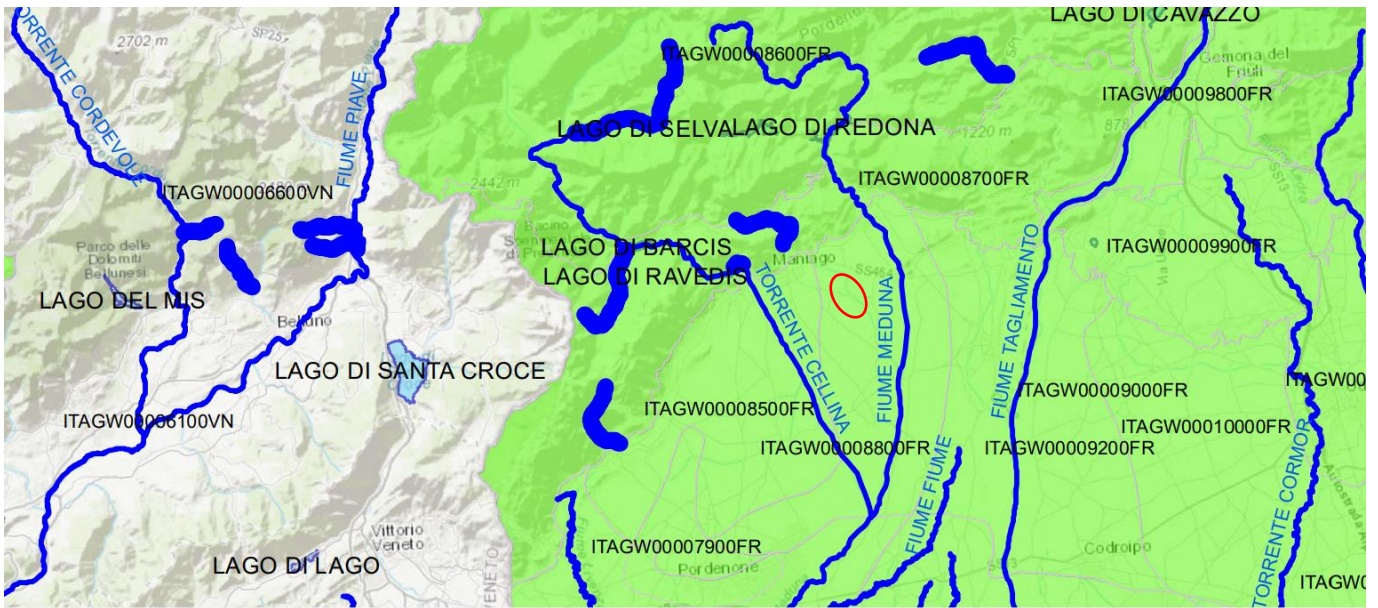


Figura 2 - stralcio di Tavv. C89 - Corpi idrici superficiali

Dall'analisi della tavola dei corpi idrici superficiali si denota che il sito è ubicato nei pressi del torrente Colvera.



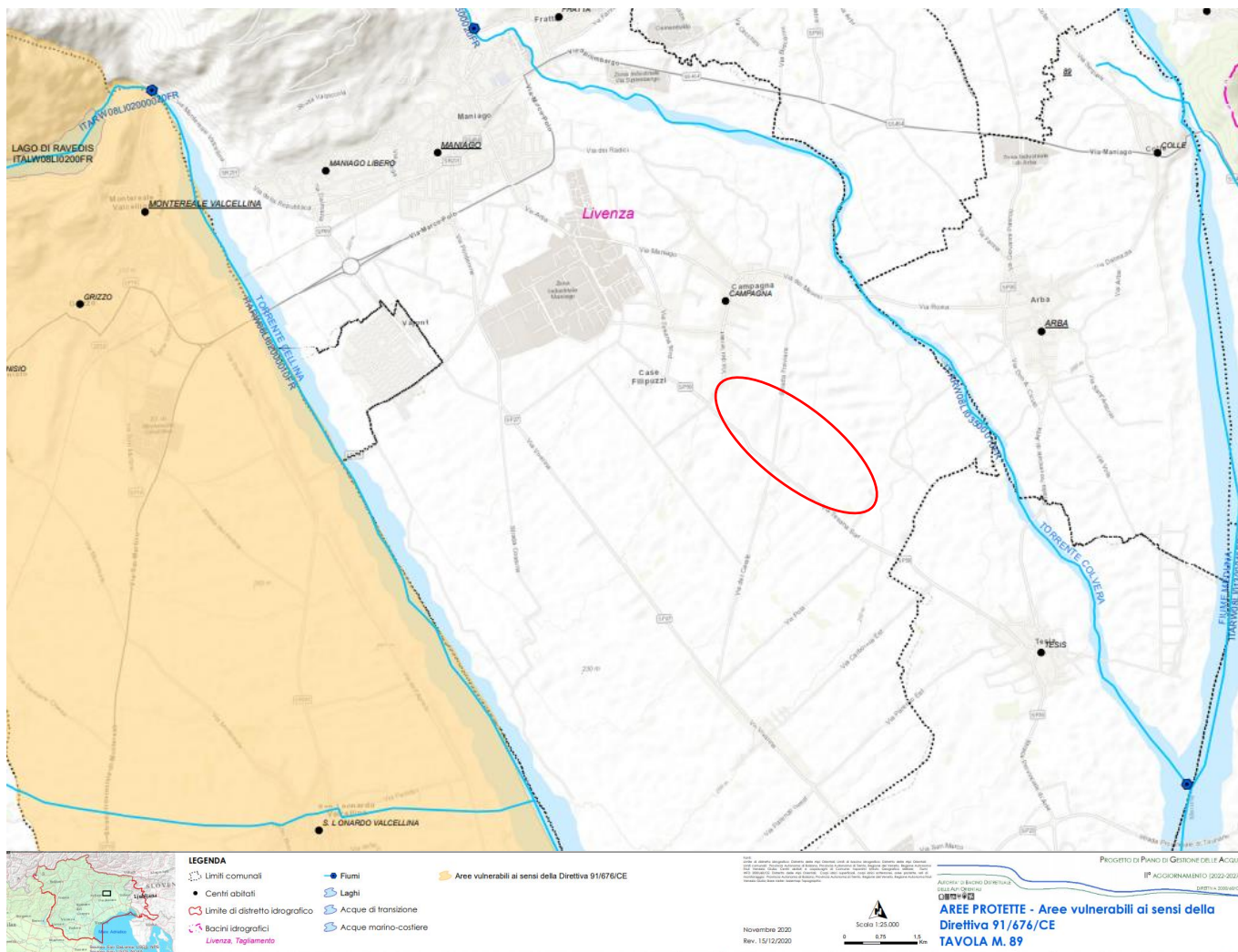
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI



Dall'analisi dell'elaborato Aree Protette - Acque destinate al consumo umano Tavole F e G, il sito ricade in aree di salvaguardia delle acque destinate a consumo umano (corpi idrici sotterranei) nella tavola F, mentre rimane escluso da particolari indicazioni nella tavola G.



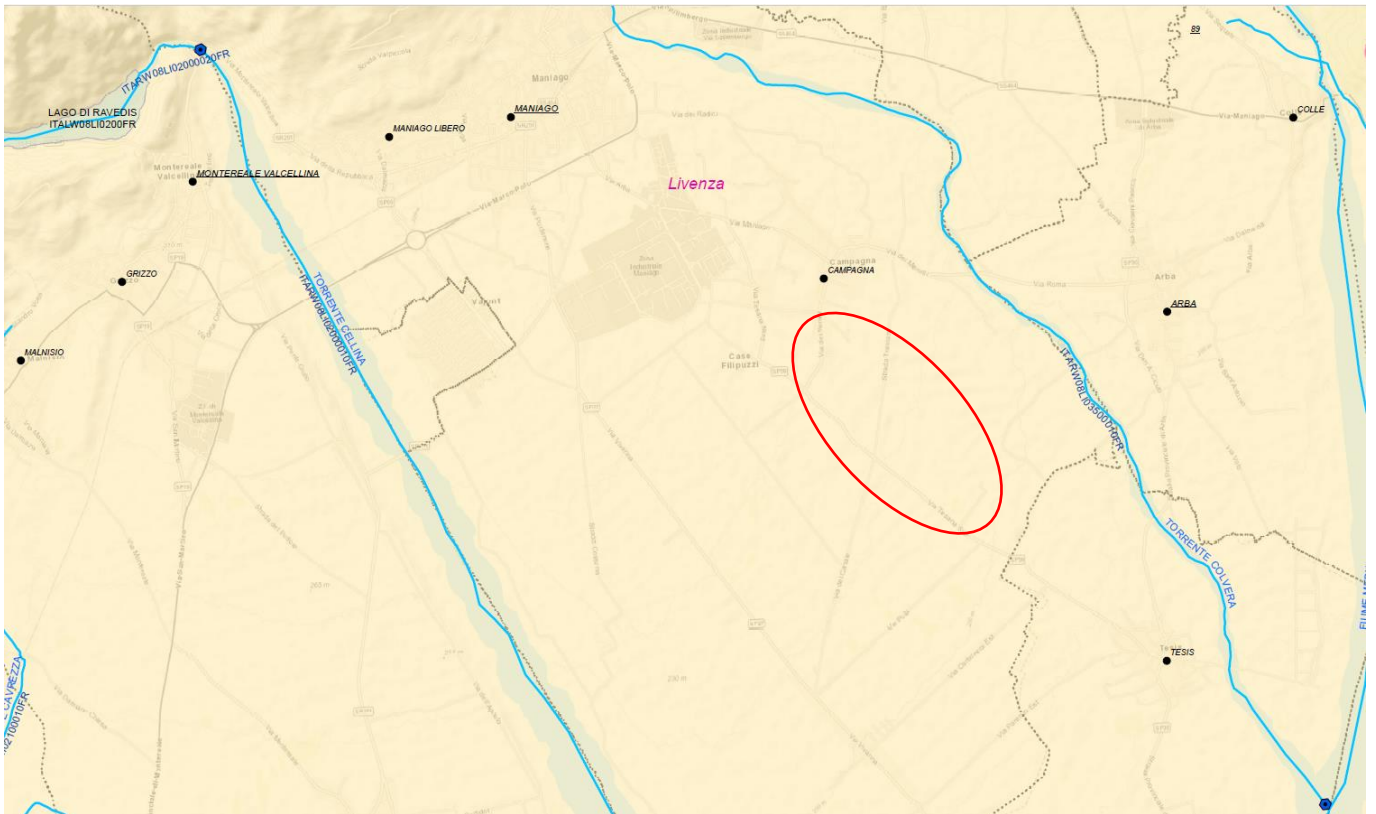
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI



Dall'analisi delle tavole le aree di progetto non ricadono in aree vulnerabili ai sensi della Direttiva 91/676/CE.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp Comune di Maniago VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE CRITERI PROGETTUALI

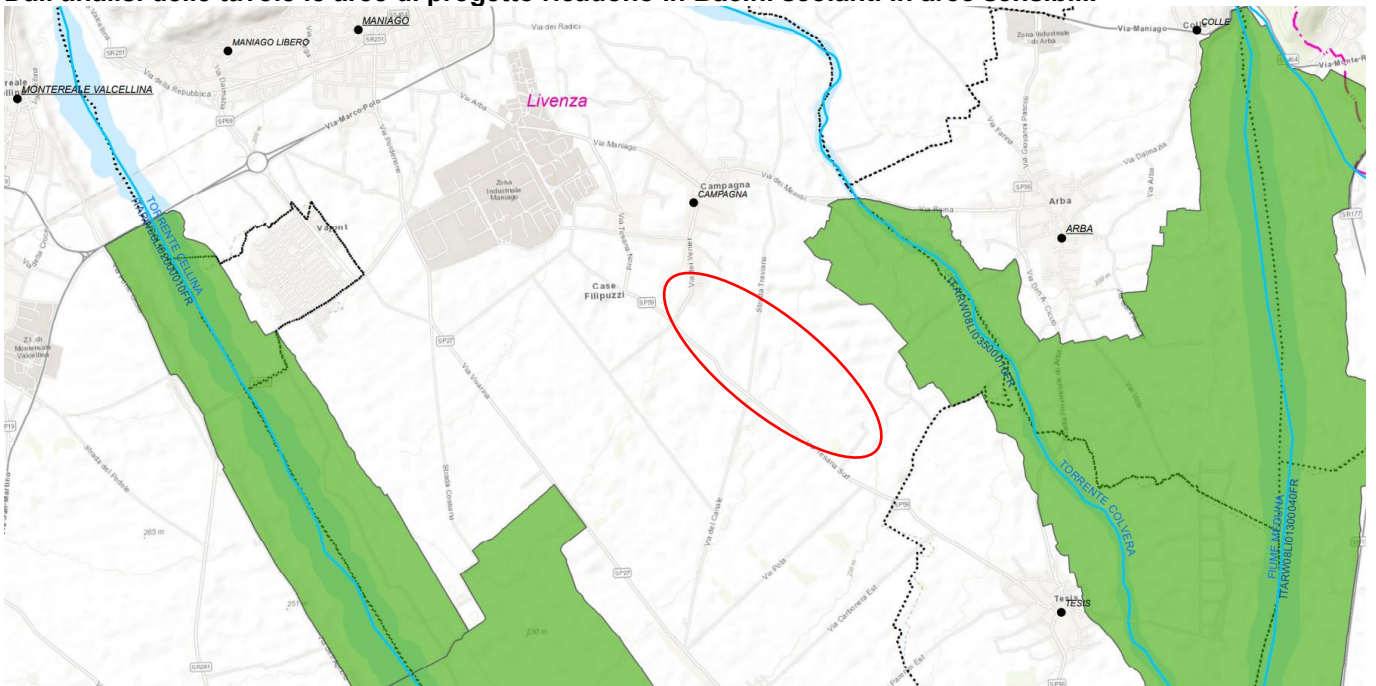


LEGENDA

- Limiti comunali
- Centri abitati
- 🔗 Limite di distretto idrografico
- 🌊 Bacini idrografici
- 🌊 Fiumi
- 🌊 Laghi
- 🌊 Acque di transizione
- 🌊 Acque marino-costiere
- 🟡 Bacini scolanti in aree sensibili
- 🟠 Aree sensibili ai sensi della Direttiva 91/271/CE
- 🟡 Corsi d'acqua designati come sensibili ai sensi della Direttiva 91/271/CE

Isonzo, Regionale Friuli Venezia Giulia

Dall'analisi delle tavole le aree di progetto ricadono in Bacini scolanti in aree sensibili.





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

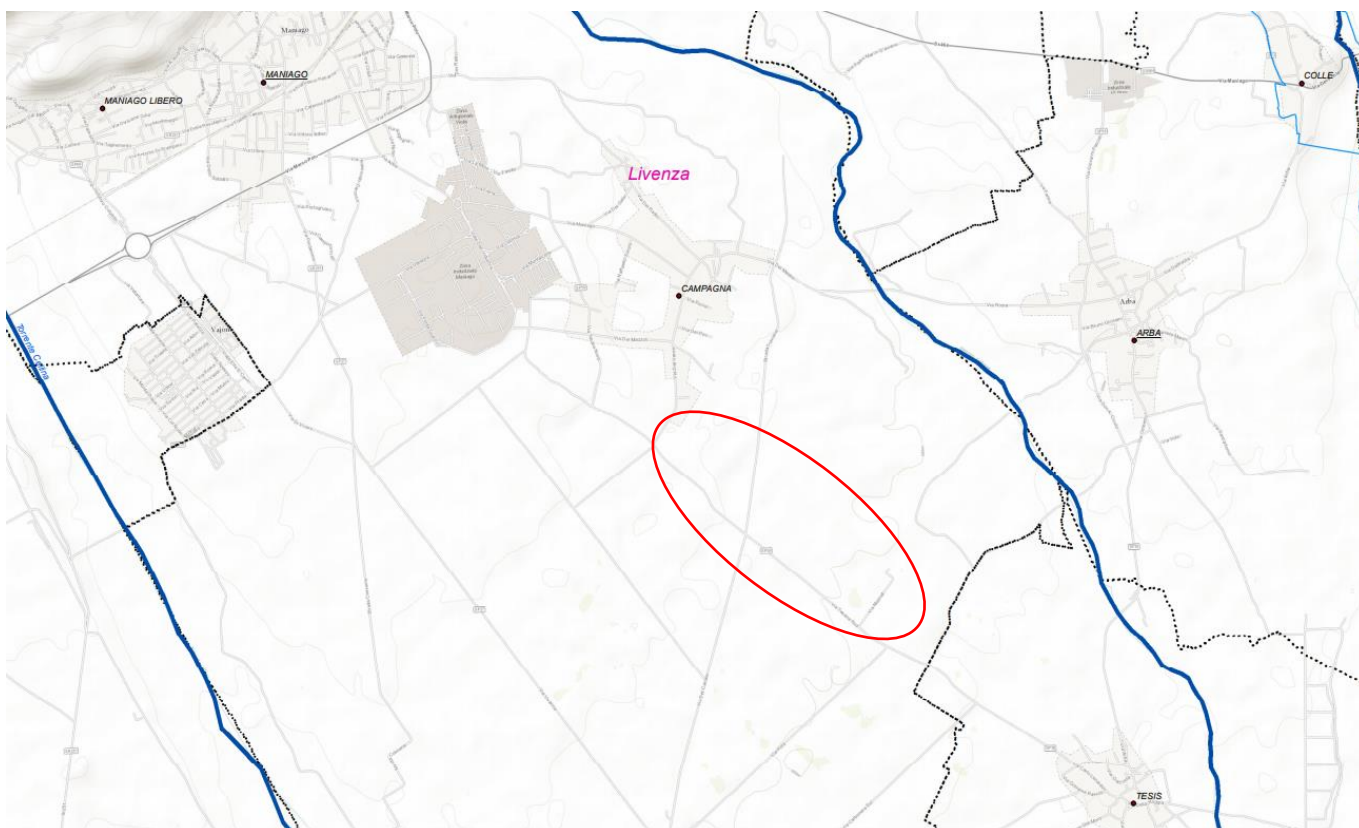


LEGENDA

- Limiti comunali
- Centri abitati
- 🔴 Limite di distretto idrografico
- 🌊 Bacini idrografici
Isonzo, Regionale Friuli Venezia Giulia
- 🌊 Fiumi
- 🌊 Laghi
- 🌊 Acque di transizione
- 🌊 Acque marino-costiere
- 🌿 Aree designate per la protezione degli habitat e delle specie

Dall'analisi del piano di gestione delle acque, si evince che l'area non ricade nelle aree designate alla protezione degli habitat e delle specie protette.

3.5.2 Piano di gestione del rischio alluvioni



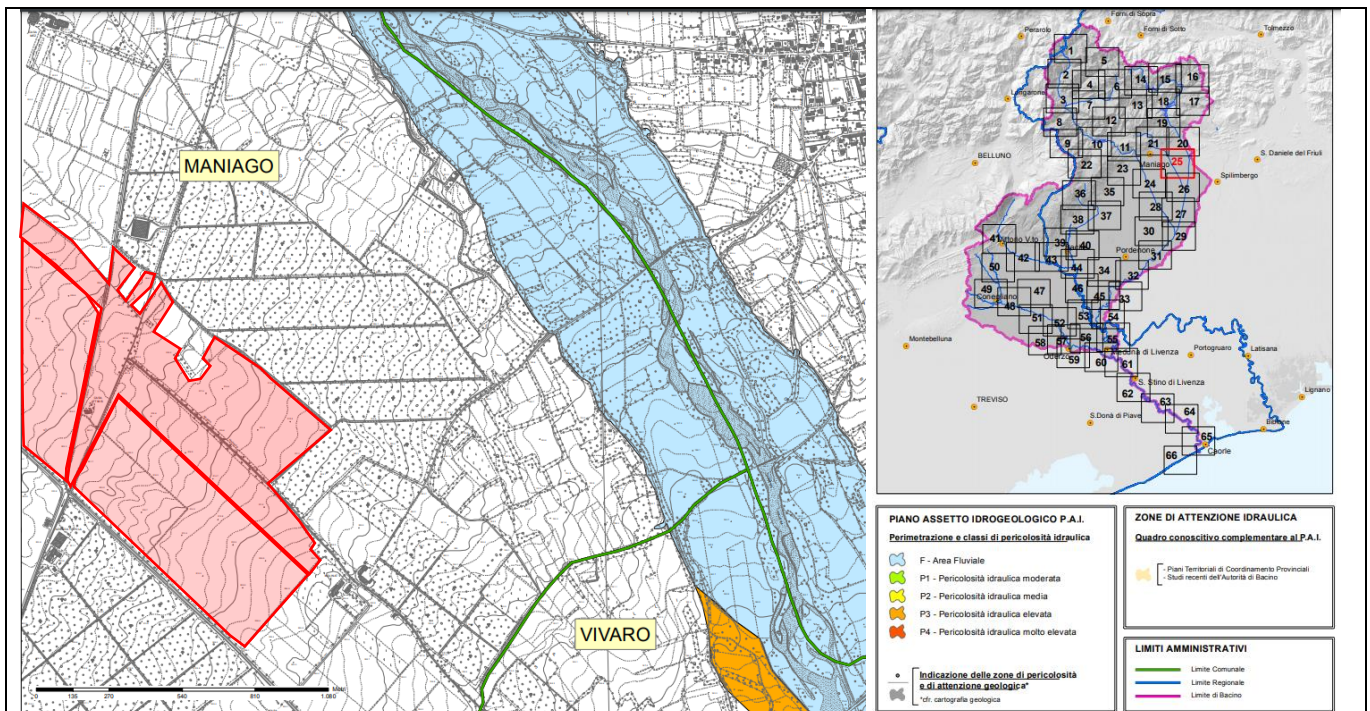
ELEMENTI ESPOSTI	Abitanti 1 - 500 501 - 1000 1001 - 5000 > 5000	Aree protette SIC ZPS Parchi	Patrimonio culturale Beni archeologici Immobile di interesse culturale Contenitore di beni culturali Siti UNESCO	Attività economiche Ospedali Partì Scuole Stazioni ferroviarie Impianti Registro EPRT	Limiti comunali Corsi d'acqua e coste indagati Corsi d'acqua non indagati Centri abitati Limite di distretto idrografico Bacini idrografici <i>Isonzo, Regionale Friuli Venezia Giulia</i>	<small>Scale: limite di distretto idrografico; Diretto dalle Api Orientali; Limiti di bacino idrografico; Diretto dalle Api Orientali; Limiti comunali; Provincia Autonoma di Bolzano; Provincia Autonoma di Trento; Regione del Veneto; Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia; Regione Lombardia; Centro studi e cartografie di Cultura Topografica Italiana; Geografico Italiano; Scale: 1:25.000; 0 0,4 0,8</small>
-------------------------	---	--	---	---	---	---

CLASSI DI RISCHIO
 Moderata (R1): i danni fisici, economici ed al patrimonio ambientale sono trascurabili o nulli
 Medio (R2): sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità delle persone, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche
 Elevato (R3): sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socio-economiche e danni relativi al patrimonio ambientale
 Molto elevato (R4): sono possibili perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale, la distruzione di attività socio-economiche

La tavola che individua le classi di rischio, mostra che il sito non è compreso all'interno delle aree di rischio alluvioni.

3.5.3 Piani stralcio per l'assetto idrogeologico (PAI)

Il progetto ricade nell'ambito del PAI del fiume Livenza.



L'area di progetto (costruita sulla planimetria della tavola di rosso) rientra parzialmente nella tavola 25 della Carta della pericolosità idraulica, e si evince dalla stessa che l'area non rientra nelle zone perimetrate di pericolosità idraulica. Per quanto riguarda la pericolosità geologica le tavole di variante non inquadrano l'area di progetto.

3.6 AREE DI ATTENZIONE

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, pur essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

- Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica
- Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole ed agroalimentari di pregio
- Aree di attenzione per problematiche idrogeologiche
- Zone di Protezione Speciale (ZPS)
- Zone Naturali di Salvaguardia
- Corridoi ecologici

L'intervento ricade parzialmente nell'area di vincolo paesaggistico della Roggia di Maniago, e ricade in una zona importante per l'habitat, definita IBA. A tal proposito, sono previste a progetto idonee opere di mitigazione e compensazione ambientale.



4. ALTERNATIVE PROGETTUALI

I principali fattori di cui tener conto per l'adozione di determinate scelte progettuali sono:

- scopo dell'opera;
- ubicazione dell'opera;
- inserimento ambientale dell'opera.

L'analisi di tali fattori conduce alla definizione di diverse alternative progettuali, le quali, riguardando diversi

aspetti di un medesimo progetto, possono essere così sintetizzate:

- alternative strategiche: consistono nella individuazione di misure per prevenire effetti negativi prevedibili e/o misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- alternative di localizzazione: sono definibili sia a livello di piano che di progetto, si basano sulla conoscenza dell'ambiente e del territorio per poter individuare la potenzialità d'uso dei suoli, le aree critiche e sensibili;
- alternative strutturali: sono meglio definite nel paragrafo "criteri di scelta dei componenti" e derivano dall'analisi delle diverse tecnologie e materie prime utilizzabili;
- alternative di compensazione: sono definite e perfezionabili in fase esecutiva e consistono nella ricerca di misure per minimizzare gli effetti negativi non eliminabili e/o misure di compensazione;
- alternativa zero: consiste nell'analisi dell'alternativa di non realizzare l'opera.

4.1 ALTERNATIVE STRATEGICHE

esigenze di perseguimento degli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione.

Infatti, come si evince anche dagli enunciati della Camera dei Deputati, le Fonti energetiche rinnovabili (FER) svolgono un ruolo di primo piano nell'ambito del sistema energetico italiano, trainate da meccanismi di sostegno pubblico, prevalentemente finanziati mediante una specifica quota inserita nelle bollette energetiche di imprese e famiglie. Lo sviluppo delle FER è funzionale ad un sistema energetico più sostenibile ed efficiente, meno dipendente dai combustibili fossili e dunque meno inquinante.

Al fine di limitare il riscaldamento globale a 1,5°C rispetto ai livelli pre-industriali, ad ottobre 2021 a Glasgow si è tenuta la COP26. Limitare l'aumento di temperatura è solo uno dei quattro macro-obiettivi proposti per azzerare le emissioni nette a livello globale, si parla inoltre di adattamento per proteggere le comunità e gli habitat naturali, mobilitare le finanze e di collaborare per raggiungere gli obiettivi proposti. Con la COP21 a Parigi (Accordo di Parigi) si invitavano i Paesi firmatari a comunicare entro il 2020 le proprie "Strategie di sviluppo a basse emissioni di gas serra di lungo periodo" al 2050. In tale prospettiva, il Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia, all'articolo 15, ha previsto che la Commissione proponesse entro l'inizio del 2019 una Strategia a lungo termine europea e che, entro il 2020, gli Stati Membri dovessero fare lo stesso, presentando Strategie nazionali con un orizzonte di almeno trent'anni.

A novembre 2018, la Commissione ha approvato la Comunicazione "A Clean Planet for all", accompagnata da un approfondito Documento di analisi, che ha individuato diversi percorsi di decarbonizzazione tali da determinare, al 2050, una riduzione delle emissioni compresa tra l'80% e il 100% rispetto al livello del 1990. Su questa linea, la Presidente della Commissione Ursula Von der Leyen, nella sua Comunicazione sul Green Deal europeo, ha tracciato una strategia di crescita "mirata a trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse." Tale orientamento ha trovato conferma nelle Conclusioni del Consiglio europeo del 12 dicembre 2019, con il supporto esplicito del Governo italiano.

In questo contesto, la proposta di Strategia nazionale di lungo termine individua i possibili percorsi per raggiungere, nel nostro Paese, al 2050, una condizione di "neutralità climatica", nella quale le residue emissioni di gas a effetto serra sono compensate dagli assorbimenti di CO₂ e dall'eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂ (CCS-CCU).



Le leve attivabili per perseguire tali obiettivi sono molteplici, ma possono essere ricondotte a tre principali tipologie:

- i) una riduzione spinta della domanda di energia, connessa in particolare ad un calo dei consumi per la mobilità privata e dei consumi del settore civile;
- ii) un cambio radicale nel mix energetico a favore delle rinnovabili (FER), coniugato ad una profonda elettrificazione degli usi finali e alla produzione di idrogeno, da usare tal quale o trasformato in altri combustibili, anche per la decarbonizzazione degli usi non elettrici.
- iii) un aumento degli assorbimenti garantiti dalle superfici forestali (compresi i suoli forestali) ottenuti attraverso la gestione sostenibile, il ripristino delle superfici degradate e interventi di rimboschimento, accompagnato, eventualmente, dal ricorso a forme di CCS-CCU.⁵

Il PNRR - nel quadro delle azioni per la transizione verde e digitale - reca numerosi investimenti e riforme per la produzione e l'uso pulito ed efficiente dell'energia, nonché per il trasporto pubblico sostenibile. Si tratta di interventi, funzionali al raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei in materia di energia e clima al 2030 e al 2050, principalmente allocati nella Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica".

In particolare, nella Componente C1 (M2C1-9) "Economia circolare e agricoltura sostenibile", si segnalano gli investimenti sui parchi agricoli cui sono assegnati 1,5 miliardi di risorse PNRR. Nella Componente C2 " Energia rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità sostenibile" hanno poi sede la quasi totalità dei programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, le reti e le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. A tali investimenti, sono assegnati 15,9 miliardi di euro di risorse PNRR.⁶

Da quanto premesso il progetto a livello strategico sposa in pieno gli obiettivi sovraordinati. In particolare, nel caso degli impianti fotovoltaici, l'obiettivo deve essere la costruzione di un progetto di paesaggio, non tanto in un quadro di protezione di questo, quanto di gestione dello stesso. La questione non è tanto legata a come localizzare l'impianto per evitare che si veda, ma a come localizzarlo producendo dei bei paesaggi. L'obiettivo deve necessariamente essere creare attraverso l'impianto fotovoltaico un nuovo paesaggio o restaurare un paesaggio esistente. Il progetto individua in tale visione l'alternativa strategica da perseguire nella progettazione e realizzazione del parco solare agrivoltaico Maniago Solar 1. Nello specifico, la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale e ha definito un Progetto di paesaggio (confronta documento di progetto CIELO, ACQUA E TERRA DIALOGO TRA PAESAGGIO E FOTOVOLTAICO), che, partendo da una attenta analisi del contesto (analisi infrastrutturale, studio del territorio, caratteri ed elementi di naturalità, assetto socio-economico, assetto insediativo), ha individuato le principali azioni e gli interventi che potranno essere realizzati.

L'alternativa strategica individuata consiste, quindi, nello sviluppo di percorsi e azioni a elevato impatto, in grado di ridefinire il ruolo del business come fattore abilitante per lo sviluppo locale, mediante processi di co-progettazione con e per gli stakeholder.

4.2 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

Come sottolineato, nell'ambito dell'alternativa strategica individuata, la realizzazione del parco agrivoltaico Maniago Solar 1 si configura come occasione per convertire risorse a favore del miglioramento del territorio su cui insiste.

Nello specifico le aree geograficamente più idonee, oltre ad essere state selezionate in funzione di fattori orografici (terreno pianeggiante), e infrastrutturale, distanza dalla Cabina di Consegna, di basa sui criteri definiti nei paragrafi precedenti e relativamente alla libertà da vincoli, e non ultimo dalle opportunità del lotto stesso.

⁵ Da "STRATEGIA ITALIANA DI LUNGO TERMINE SULLA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEI GAS A EFFETTO SERRA Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare Ministero dello Sviluppo Economico Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali, Gennaio 2021"

⁶ https://temi.camera.it/leg18/temi/tl18_fonti_rinnovabili.html



**criteri
vincolanti**

- aree non idonee (vedi capitolo precedente)
- presenza di altri parchi fotovoltaici

**criteri
preferenziali**

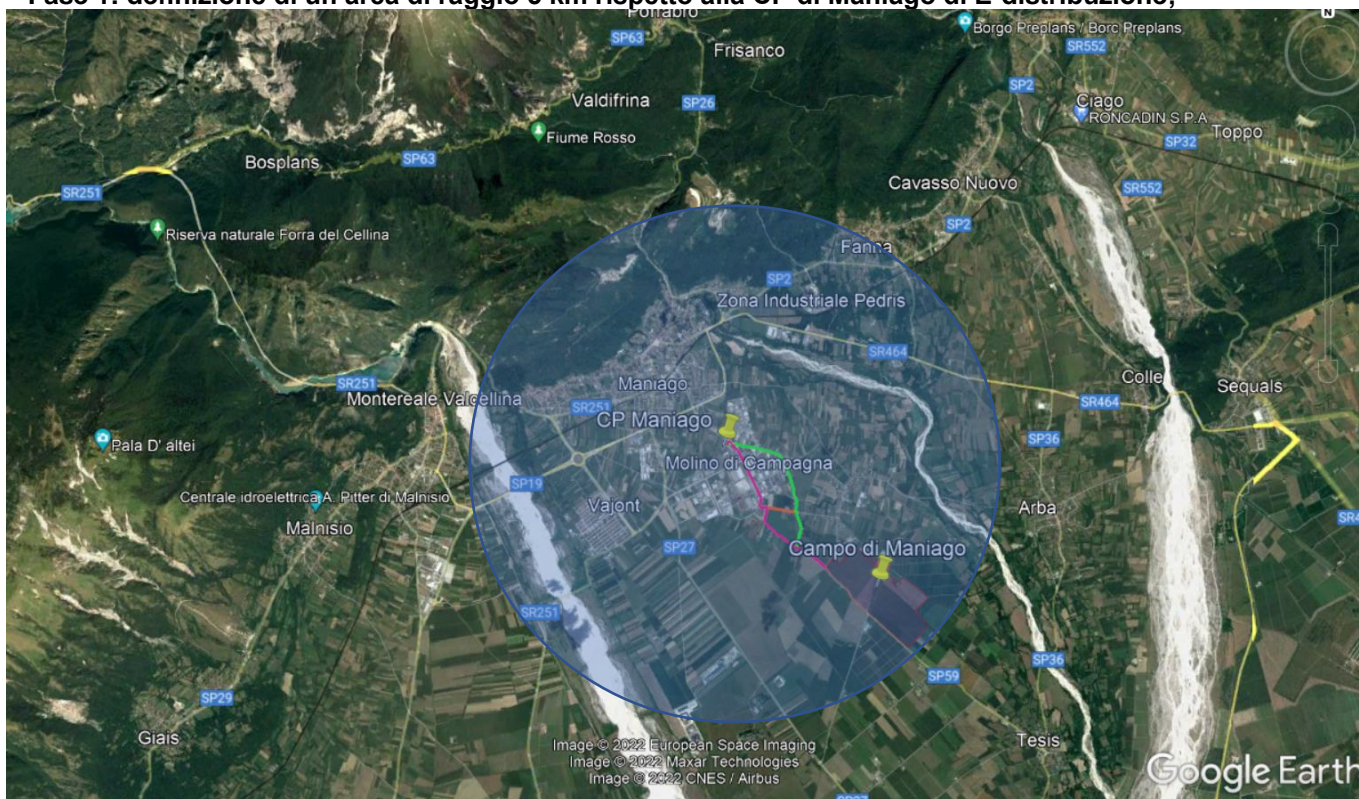
- orografia
- disponibilità rete elettrica per connessione

opportunità

- gestione del paesaggio
- occasione di valorizzazione
- sviluppo economico

La localizzazione del sito è stata, di conseguenza individuata secondo le seguenti fasi:

– Fase 1: definizione di un'area di raggio 5 km rispetto alla CP di Maniago di E-distribuzione;

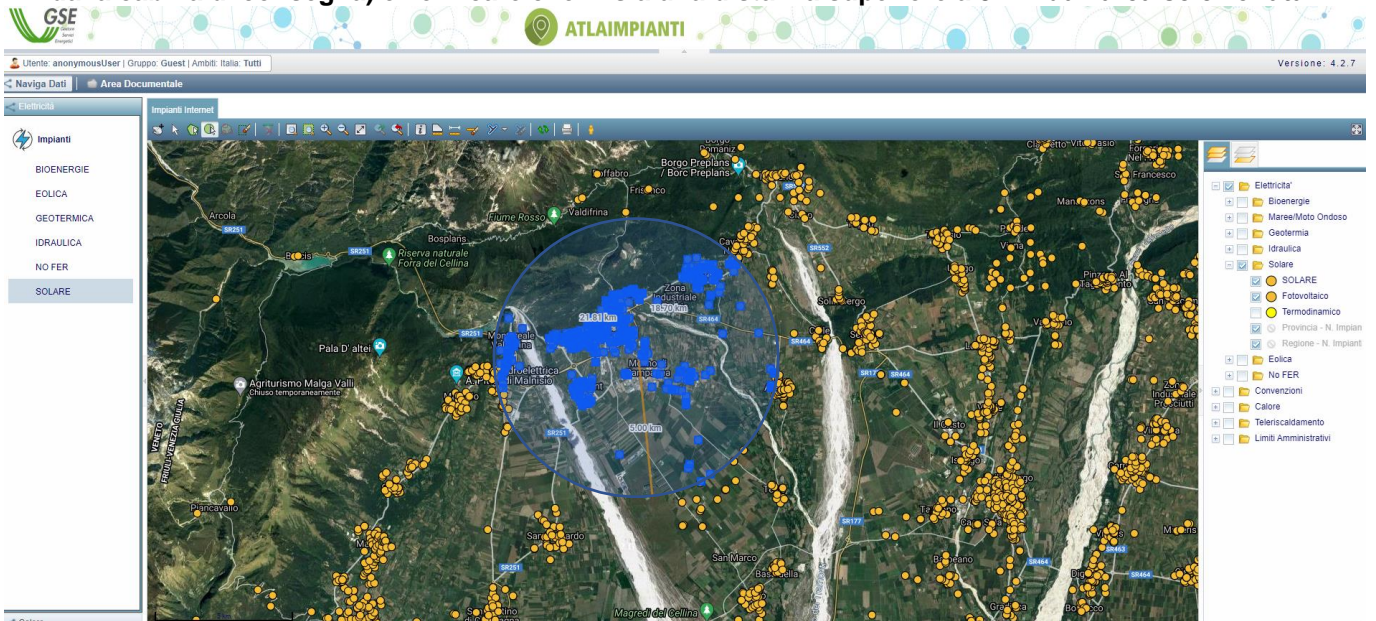


Fase 2: esclusione delle aree non idonee definite dagli strumenti di pianificazione vigenti, con particolare riferimento al Piano Paesaggistico Territoriale Regionale e al Piano di Assetto Idrogeologico (confronta paragrafo 3.1.4 e 3.5.3 del documento)



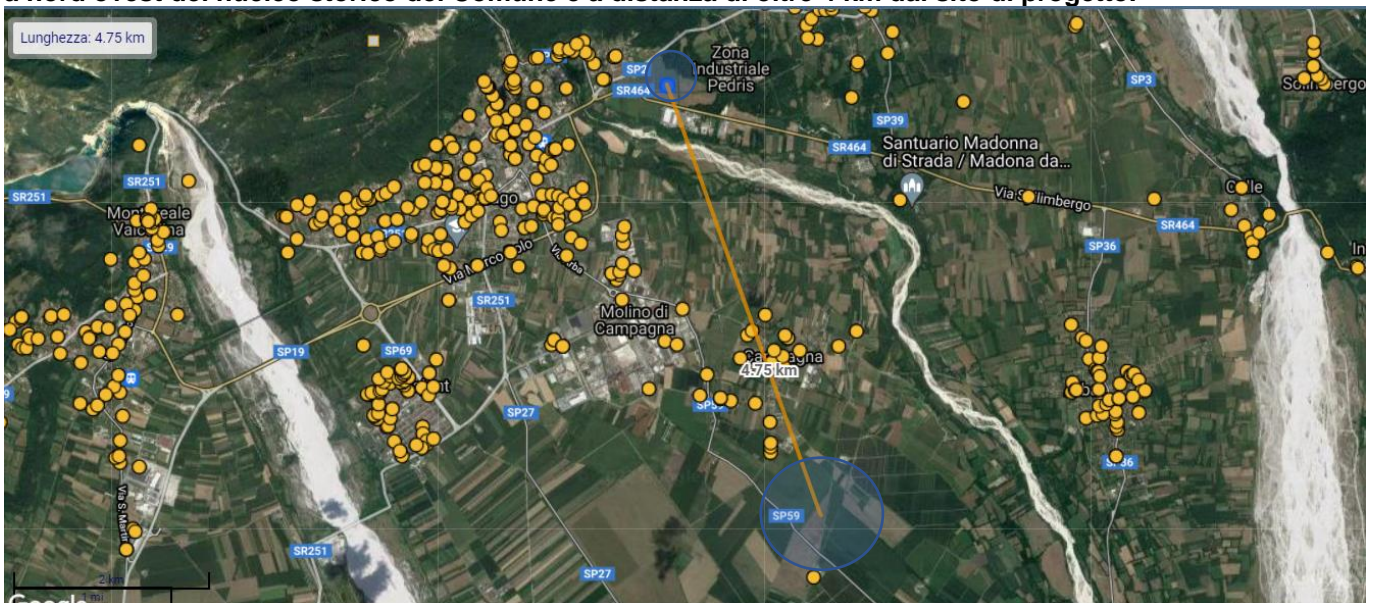
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

Fase 3: verifica della presenza di altri impianti superiori ad 1 MW realizzati nella medesima area (raggio di 5 km dalla cabina di consegna) e verificare che vi sia una distanza superiore a 3 km dall'area selezionata:



Macro Fonte	Fonte	Regione	Provincia	Comune	Pot. nom. (kW)
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	4978,71
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	289,98
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	198,26
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	VIVARO	198,26
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	195
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MONTEREALE VALCELLINA	150,24
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	144
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	121,88
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	105
SOLARE	SOLARE	FRIULI VENEZIA GIULIA	Pordenone	MANIAGO	105

L'unico impianto individuato è nello stesso Comune di Maniago, in prossimità della zona industriale Pedris a nord ovest del nucleo storico del Comune e a distanza di oltre 4 km dal sito di progetto.





Fase 4: analisi di un intorno più ristretto e selezione delle aree con peculiarità territoriali, idonee da attuare una maggiore azione propulsiva del parco agrivoltaico verso lo sviluppo di un progetto di paesaggio. In tal senso è stato selezionato il sito in esame, in quanto, seppur attraversato dalla Roggia Maniago, quindi oggetto di vincolo, mostrava connotazioni di miglioramento molto ampie, difatti, specificatamente nel tratto in cui la Roggia attraversa il sito, con la presenza dei campi fino al limite della Roggia, la presenza di trallicci e la mancanza di una vegetazione di bordo per lunghi tratti, non permettono lo sviluppo ambientale della stessa e dei suoi argini. Nel progetto invece è stato dato grande spazio alla valorizzazione del tratto di Roggia compreso nel parco (confronta documento di progetto CIELO, ACQUA E TERRA DIALOGO TRA PAESAGGIO E FOTOVOLTAICO)

Infine, il contesto paesaggistico di cui l'area si connota è privo di elementi emergenti e di punti di vista panoramici che possano essere in qualche modo alterati dalla presenza del campo agrivoltaico, come dimostrato nella relazione paesaggistica allegata. Anche dall'analisi delle zone degradate, oltre alla presenza di aree degradate militari non disponibili per usi civili, non si sono individuati ulteriori siti idonei. Pertanto si ribadisce che l'alternativa scelta è la migliore disponibile.

4.3 ALTERNATIVE STRUTTURALI

Di seguito alcune scelte strutturali adottate:

- *Fissaggio a terra su pali infissi nel terreno, senza la realizzazione di plinti di fondazione.* Il paletto viene infisso e in fase di dismissione facilmente sfilato. La struttura è totalmente riciclabile in quanto metallica. Tale scelta progettuale si ritiene la migliore in alternativa alla realizzazione di plinti o zavorre in cemento, di maggiore impatto sul terreno e più difficili da rimuovere e riciclare.
- *Inseguitori monoassiali:*

Si è ritenuto necessario, prima di considerare definitivamente la soluzione adottata, procedere ad una valutazione preliminare qualitativa delle differenti tecnologie e soluzioni impiantistiche attualmente presenti sul mercato per gli impianti fotovoltaici a terra per identificare quella più idonea, tenendo in considerazione i seguenti aspetti:

- Impatto visivo
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici
- Costo di investimento
- Costi di manutenzione
- Producibilità attesa dell'impianto



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

SOLUZIONI IMPIANTISTICHE		
	VANTAGGI	SVANTAGGI
IMPIANTO FISSO	Impatto visivo contenuto grazie all'altezza ridotta.	Rischio desertificazione, a causa dell'eccessivo ombreggiamento e della quasi impossibilità di utilizzare mezzi meccanici per la coltivazione
	Costo investimento accettabile.	Producibilità inferiore rispetto ad altri sistemi
	Manutenzione semplice ed economica.	Costi d'investimento leggermente maggiori.
IMPIANTO MONOASSIALE INSEGUITORE DI ROLLIO	Impatto visivo contenuto: alla massima inclinazione i pannelli non superano di solito i 4,50 metri.	
	Coltivazione meccanizzata possibile tra le interfile che riduce il rischio di desertificazione e aumenta l'area sfruttabile per fini agricoli.	
	Ombreggiamento ridotto.	
	Manutenzione semplice ed economica ma leggermente più costosa dell'impianto fisso	
	Producibilità superiore di circa il 15 % rispetto ad un fisso.	
SOLUZIONI IMPIANTISTICHE		
	VANTAGGI	SVANTAGGI
IMPIANTO MONOASSIALE INSEGUITORE DI AZIMUTH	Producibilità superiore del 20% rispetto ad un sistema fisso	Impatto visivo elevato a causa dell'altezza delle strutture che arriva anche a 8-9 mt
		Coltivazione limitata in quanto le aree libere per la rotazione sono consistenti ma non sfruttabili a fini agricoli.
		Costo investimento elevato
IMPIANTO BIASSIALE	Coltivazione possibile che riduce il rischio di desertificazione; l'area sottostante è sfruttabile per fini agricoli.	Impatto visivo elevato a causa dell'altezza delle strutture che arriva anche a 8-9 mt.
	Producibilità superiore di circa il 30 % rispetto ad un fisso.	Costo investimento elevato
		Manutenzione complessa

	SPRUTTAMENTO AGRICOLO	IMPATTO VISIVO	COSTO INVESTIMENTO	PRODUCIBILITA'	MANUTENZIONE	TOTALE
IMPIANTO FISSO	5	1	2	5	1	14
IMPIANTO MONOASSIALE INSEGUITORE DI ROLLIO	2	2	3	3	2	12
IMPIANTO MONOASSIALE INSEGUITORE DI AZIMUTH	4	4	4	2	3	17
IMPIANTO BIASSIALE	2	5	5	1	5	18

Dall'analisi effettuata è emerso che la migliore soluzione impiantistica, per il sito prescelto, è quella monoassiale ad inseguitore di rollio. Tale soluzione, oltre ad avere costi di investimento e di gestione contenuti, comparabili con quelli degli impianti fissi, permette comunque un significativo incremento della producibilità dell'impianto in relazione al suolo interessato, permettendo al contempo l'utilizzo agricolo del terreno sottostante.

Tale scelta progettuale si ritiene la migliore in alternativa di impianti fissi (minore produzione rispetto all'uso del suolo) e alla scelta di impianti biassiali, di maggiore resa energetica, ma superiore impatto sia in



termini di altezza dei moduli che di dimensione dei supporti, quindi in generale di maggiore impatto visivo e ambientale.

4.4 ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE

Come più volte accennato e meglio esplicitato nel documento CIELO, ACQUA E TERRA DIALOGO TRA PAESAGGIO E FOTOVOLTAICO, il progetto dell'impianto in agrivoltaico di Maniago Solar 1 è stato sviluppato in termini di "progetto di paesaggio". In sinergia con gli attori locali, saranno, quindi, promosse misure compensative e saranno attuate politiche di sviluppo di forme di partenariato diffuso e di azioni sociali e iniziative imprenditoriali ad alto valore ambientale e sociale. In tal senso, la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale partendo da una attenta analisi del contesto (analisi infrastrutturale, studio del territorio agricolo, caratteri ed elementi di naturalità, ecc.), ha individuato le principali azioni e gli interventi finalizzati al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- Riqualficazione ambientale (recupero e valorizzazione ambientale della Roggia, con elementi ecosistemici)
- Riqualficazione urbanistica (realizzazione di percorsi fruibili a piedi in bicicletta e a cavallo)
- Riqualficazione sociale (aree circolari del diametro di 20 m dotate di un sito rialzato centrale per consentire la seduta. La filosofia dell'area di sosta è quella di consentire dei momenti di quiete con la logica del collegamento ideale cielo terra).
- Sviluppo economico (L'intervento creerà un volano nello sviluppo economico locale, attraverso creazione di nuovi posti di lavoro direttamente e d indirettamente attraverso lo sviluppo dell'indotto).

4.5 ALTERNATIVA "ZERO"

Il progetto definitivo dell'intervento in esame è stato il frutto di un percorso che ha visto la valutazione di diverse ipotesi progettuali e di localizzazione, ivi compresa quella cosiddetta "zero", cioè la possibilità di non eseguire l'intervento e lasciare i terreni in oggetto allo stato di coltura cerealicola/risaia.

Il ricorso allo sfruttamento delle fonti rinnovabili una strategia prioritaria per ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera dai processi termici di produzione di energia elettrica, tanto che l'intensificazione del ricorso a fonti energetiche rinnovabili è uno dei principali obiettivi della pianificazione energetica a livello internazionale, nazionale e regionale.

I benefici ambientali derivanti dall'operatività dell'impianto, quantificabili in termini di mancate emissioni di inquinanti e di risparmio di combustibile, sono facilmente calcolabili moltiplicando la produzione di energia dall'impianto per i fattori di emissione specifici ed i fattori di consumo specifici riscontrati nell'attività di produzione di energia elettrica in Italia.

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate nella relazione di "calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico" la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a:

Totali per Campo fotovoltaico (MW)	96,096
Energia generata in un anno (MWh)	148.839
Energia generata in 30 anni (MWh)	4.290.804.992

Emissioni Evitate in Atmosfera e combustibile risparmiato in TEP

Risparmio di Combustibile fossile in TEP (tonnellate equivalenti di petrolio)

T.E.P. (tonnellate Equivalenti di Petrolio)



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

Pag 24 di
38

Equivalenza fra una tonnellata equivalente di petrolio (TEP) e un MWh generato dall'impianto	0,187			
TEP risparmiate in un anno	27.832,89			
TEP risparmiate in 30 anni	802.380.533,50			
Emissioni Evitate nell'Atmosfera	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni evitate kg/MWh	474,00	0,37	0,43	0,01
Emissioni evitate ogni anno (kg di CO2)	45.062.687,04	35.175,52	40.879,65	950.69
Emissioni evitate in 30 anni (kg di CO2)	1.172.677.004,00	1.587.597.847,04	1.845.046.146,56	42.908.049,92

Quanto sopra esposto dimostra in maniera palese l'impatto positivo diretto che le fonti rinnovabili ed il progetto in esame sono in grado di garantire sull'ambiente e sul miglioramento delle condizioni di salute della popolazione. Se si considera altresì una vita utile minima di 30 anni di tale impianto si comprende ancor di più come sia importante per le generazioni attuali e future investire sulle fonti rinnovabili.

Inoltre, considerata la tecnologia impiegata è possibile confermare, come rilevato da vari studi a livello internazionale, che le condizioni microclimatiche (umidità, temperatura al suolo, giusto grado di ombreggiamento variabile e non fisso) che vengono a generarsi nelle aree di impianto, favoriscono la presenza e permanenza di colture vegetali erbose autoctone e l'incremento di biodiversità.

Ed ancora, così come osservato anche nello studio di incidenza ambientale, la presenza delle recinzioni perimetrali con maglia differenziata e la fascia di mitigazione perimetrale, permettono la creazione di un ambiente protetto per la fauna ed avifauna locale che così difficilmente potrà essere predata e/o cacciata favorendone la permanenza ed il naturale insediamento a beneficio dell'incremento della biodiversità locale.

La costruzione dell'impianto fotovoltaico ha anche effetti positivi non solo sul piano ambientale, ma anche sul piano socio-economico, costituendo un fattore di occupazione diretta sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell'impianto) che nella fase di esercizio dell'impianto (per le attività di gestione e manutenzione degli impianti). Oltre ai vantaggi occupazionali diretti, la realizzazione dell'intervento proposto costituirà un'importante occasione per la creazione e lo sviluppo di società e ditte che graviteranno attorno all'impianto fotovoltaico (indotto), quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc. Le attività a carico dell'indotto saranno svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti. Inoltre, la costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico potrà costituire un momento di sviluppo di competenze specifiche ed acquisizione di know-how a favore delle risorse umane locali che potranno confrontarsi su tecnologie all'avanguardia, condurre studi e ricerche scientifiche. Infine, perché l'intervento rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione nazionale e regionale per:

- il mantenimento ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;
- la riduzione delle emissioni di CO2 prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- lo sviluppo di un apparato diffuso ad alta efficienza energetica.



5. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI

I criteri per le scelte progettuali, che sono stati considerati per l'impianto fotovoltaico di progetto, sono principalmente la massimizzazione della captazione della radiazione solare, mediante posizionamento ottimale dei moduli e limitazione degli ombreggiamenti sistematici e la scelta dei componenti e della configurazione impiantistica in modo da:

- ottenere un'efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 85%;
- ottenere un'efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico superiore al 75%;
- garantire un decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 10% della potenza nominale nell'arco di 10/12 anni e non superiore al 20% nell'arco di 20/25 anni;
- configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni (in funzione di irraggiamento e temperatura) di potenza/tensione/corrente generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- predisposizione per la misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico, all'uscita dei gruppi di conversione.

E' stato valutata attentamente la disposizione dei moduli fotovoltaici, in considerazione di eventuali ostacoli presenti nei dintorni del sito d'installazione dell'impianto.

In particolare il sito si presenta totalmente pianeggiante, e privo di ostacoli sul perimetro, oltre alle alberature di confine che sono in progetto per garantire la schermatura dell'impianto dalle visuali analizzate.

In merito alla disposizione dei pannelli su tracker, si tratta di tracker a doppio pannello posti a 8 m di interasse. La distanza dal perimetro dell'impianto e la distanza tra i tracker garantisce il miglior soleggiamento.

5.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE

Inoltre di seguito sono descritte le soluzioni impiantistiche adottate inerenti le:

- protezioni contro le sovracorrenti;
- protezioni contro le sovratensioni;
- protezioni di interfaccia lato corrente alternata;
- protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;
- protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori;
- protezioni contro i fulmini.

5.1.1 Protezioni contro le sovracorrenti:

Tutti i conduttori dovranno essere protetti adeguatamente dai sovraccarichi e dai cortocircuiti secondo quanto descritto dalla norma CEI 64-8.

La protezione dai sovraccarichi potrà essere prevista in un punto qualunque della linea ma non ci dovranno essere a monte del dispositivo derivazioni o prese a spina e la linea dovrà risultare protetta dai cortocircuiti. Per la protezione dai sovraccarichi dovranno essere soddisfatte le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

I_f =corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione;

I_b =corrente di impiego del circuito elettrico;

I_z =portata massima a regime permanente delle condutture;

I_n =corrente nominale del dispositivo di protezione;

La protezione dai cortocircuiti dovrà essere prevista all'inizio della condotta.

Dovrà inoltre essere verificata la seguente condizione:

$$i^2 t \leq K^2 S^2$$



dove:

i^2t = integrale di Joule, energia lasciata passare dal dispositivo di protezione per tutta la durata del cortocircuito

K = coefficiente che varia con il mutare della tipologia del cavo

S = sezione nominale del conduttore in mmq

Nel nostro caso la protezione da sovraccarichi e cortocircuiti è stata ottenuta con l'installazione di interruttori automatici magnetotermici posizionati nei quadri elettrici. Gli interruttori dovranno avere il potere di interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione.

Nel nostro caso avremo una corrente di cortocircuito presunta immediatamente a valle della linea proveniente dal contatore ENEL:

$$I_{cc} \leq 10 \text{ kA}$$

Gli interruttori posti nel quadro sotto contatore avranno pertanto potere di interruzione almeno pari a 10 kA mentre quelli dei restanti quadri potranno avere un P.I. pari a 6kA.

Le caratteristiche specifiche di ogni interruttore sono riportate negli elaborati allegati dove sono riportati tutti gli schemi dei quadri e le caratteristiche salienti delle protezioni e delle linee.

5.1.2 Protezioni contro le sovratensioni:

Per la protezione contro le sovratensioni di tipo indiretto, ci si limita ad inserire solo dispositivi SPD a varistore e spinterometro (spesso di classe II).

5.1.3 Protezioni di interfaccia lato corrente alternata

Gli inverter hanno la funzione di convertire la corrente continua in corrente alternata in fase con la rete di distribuzione, consentendo ai moduli fotovoltaici di funzionare alla massima potenza per qualsiasi incidenza e temperatura solare, e assicurare che si scolleghi in caso di anomalie come variazioni anomale di tensione, frequenza o mancanza di tensione nella rete. Questa funzione è chiamata "protezione di interfaccia".

Il valore In dell'apparecchio di protezione lato AC è definita dalle condizioni di collegamento alla rete, Norma CEI 64-8 art.712.433.2.

Come regola generale, un potere di interruzione di 4,5 kA sarà sufficiente per il dispositivo di protezione, ma occorrerebbe calcolare la corrente di corto circuito nel punto di installazione. L'uso dell'interruttore è obbligatorio, non essendo consentita la protezione tramite fusibili.

5.1.4 Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata:

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata sia in corrente continua, verrà adeguatamente protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito di progetto esecutivo.

In generale la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggio in condotto porta cavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

5.1.5 Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale idonea
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati al suolo, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale, di opportuna sezione, un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti



ossidate o altro. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

5.1.6 *Protezioni contro i fulmini*

L'impianto fotovoltaico sarà protetto dalla fulminazione opportuno sistema di protezione. Una soluzione può essere la completa integrazione nelle strutture di sostegno e progettata ad hoc per esse. E' possibile realizzare un sistema di protezione esterna contro i fulmini a norma con un numero esiguo di componenti supplementari: grazie ad un'interconnessione adeguata tutte le fondazioni a palo vengono utilizzate come elementi di messa a terra. Inoltre i piani modulari vengono provvisti di punte di captazione, per cui il piano modulare soddisfa in modo pressoché ottimale le necessarie funzioni di connessione elettrica sulla base delle sezioni relativamente ampie, senza dispendio supplementare. L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni capaci di mettere fuori uso i componenti. Il primo livello di protezione è presente nel quadro di parallelo di "sottocampo", ovvero quello che realizza il parallelo delle stringhe. In pratica verranno installati varistori, o SPD di classe II o III, per ogni polarità verso terra ed eventualmente uno tra i due morsetti di uscita, in modo da evitare danneggiamenti dei moduli fotovoltaici, dei diodi di by-pass e di blocco, e dei vari isolamenti.

Il secondo livello di salvaguardia dalle sovratensioni riguarda gli inverter, che sono già dotati di SPD per ogni polarità in ingresso.



6. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI

6.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV

Dal monitoraggio degli impianti considerati risulta preferibile la tecnologia del silicio monocristallino, che esibisce le migliori proprietà spettrali di assorbimento della luce, ed in particolare quella dell'eterogiunzione tra silicio monocristallino e silicio amorfo per la presenza simultanea di efficienze elevate (superiori al 16%) e di coefficienti di perdita termica ridotti (-0,3%/°C) rispetto al silicio monocristallino convenzionale. Il silicio policristallino, pur essendo il più diffuso per la sua economicità, non raggiunge le prestazioni del monocristallino, perché i vari cristalli riflettono in modo differente la luce quando l'angolo di incidenza dei raggi rispetto alla normale è alto (alla mattina o alla sera, lontano dal mezzogiorno).

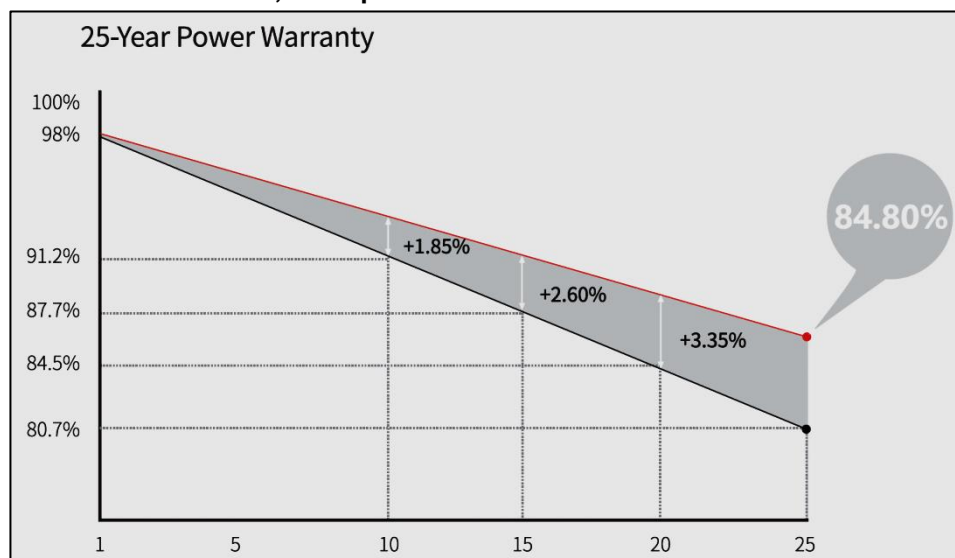
A seguito di queste considerazioni si è proceduto alla scelta dei pannelli:

I moduli previsti sono Longi LR5-72HPH 525-550M Monofacciali.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'84,8% dopo 25 anni.



Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

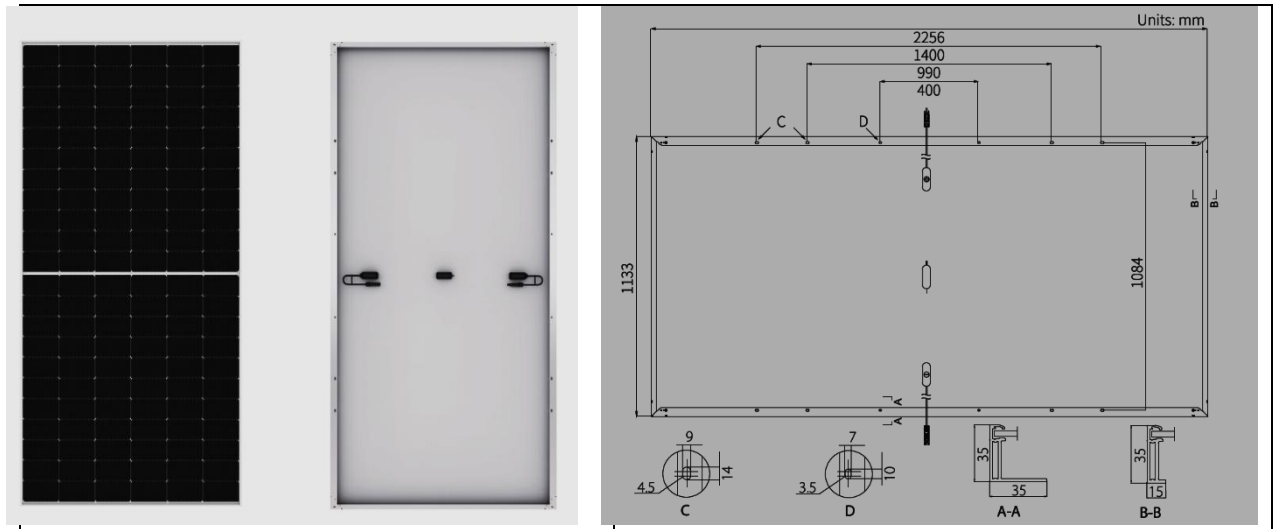
La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

Dopo 12 anni dall'installazione dei moduli fotovoltaici si ipotizza un revamping dei moduli.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 65,72 + 30,37 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

Pag 29 di
38



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for P_{max} ±3%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (P _{max} /W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia). La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto Step-Up ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un



contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna.

Si rimandano alla relazione di calcolo gli approfondimenti tecnici.

Si può affermare che nelle scelte progettuali si è optato per la scelta delle migliori tecnologie disponibili sul mercato (BAT), in termini di efficienza delle celle e in termini di producibilità per superficie, utilizzando i pannelli da 550 W.

6.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER

Nel progetto è stata adottata la scelta della configurazione senza trasformatore interno per ovvi motivi di rendimento, con finestra di tensione MPPT spostata verso l'alto per ridurre la corrente a parità di potenza. Si è convenuto di impiegare inverter con efficienza europea (valore convenzionale calcolato come media pesata a varie potenze, soprattutto con carichi corrispondenti a meno del 50% della potenza nominale) non inferiore al 95%. Dal punto di vista del raffreddamento, è consigliabile una macchina senza circolazione forzata d'aria (possibile fino a circa 10 kW con convezione naturale), perché il ventilatore, richiedendo una potenza elettrica, aumenta la soglia di accensione, al sorgere del sole, della macchina.

Il campo è servito da inverter, trasformatori e cabine di trasformazione. Si rimandano alla relazione di calcolo gli approfondimenti tecnici.

6.3 ACCOPPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER

Nella struttura della stringa si è privilegiata la scelta del numero maggiore possibile di moduli per sfruttare al massimo la tensione accettabile dall'inverter (tensione nominale MPP fino a 650-750 V e tensione a vuoto fino a 900-1000 V, ove possibile); in tal modo, si ottiene il risultato di ridurre il numero di stringhe in parallelo, che risulta ottimale quando non supera il valore di cinque. Infatti, un guasto di corto circuito tra entrambi i poli di una stringa oppure un doppio guasto a terra di poli opposti (un positivo e un negativo) della stessa o di due stringhe differenti richiama nei conduttori di stringa correnti compatibili con la portata dei cavi usati nelle stringhe (con sezioni di 4-6 mm²). In definitiva, questa limitazione porta a considerare inverter con potenze nominali non superiori a 30 kW. Si suggerisce di verificare che l'inverter, nel caso di esposizione al sole ottimale (azimut perfettamente a Sud e angoli di inclinazione compresi tra 30° e 40°), sia in grado di convertire potenze di ingresso corrispondenti anche a irraggiamenti di 1100 W/m² per un intervallo di tempo del quarto d'ora. Infine, qualora si tratti di impianti con integrazione architettonica con vetrocamera e vetri stratificati, si consiglia di fare la verifica della tensione minima per l'accensione dell'inverter assumendo una temperatura operativa dei moduli FV di 75 °C invece del più usuale 70 °C.

6.4 QUADRI SUL LATO DC

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15/20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta



la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

Si impiegheranno, per le stringhe, solo cavi solari in doppio isolamento (resistenti ai raggi UV e con temperature di esercizio di 120 °C) con le sezioni già citate. Così, si può minimizzare il numero e il tipo di protezioni: si impieghino interruttori di manovra per sezionare le stringhe, senza inserire né diodi di blocco (opzione valida solo per i moduli FV in silicio cristallino) né fusibili (che possono intervenire intempestivamente per sovratemperatura). Per la protezione contro le sovratensioni di tipo diretto, molto spesso accade che, installando i moduli FV senza alterare la sagoma dell'edificio per ottenere il massimo incentivo, tale edificio continui ad essere auto-protetto e quindi senza necessità di installare LPS (Lightning Protection System ovvero "parafulmine"). Per la protezione contro le sovratensioni di tipo indiretto, ci si limita ad inserire solo dispositivi SPD a varistore e spinterometro (spesso di classe II).

6.5 QUADRI SUL LATO AC

È consuetudine predisporre, sempre con cavi in doppio isolamento (non solari questa volta), interruttori magneto-termici con relè differenziale, purché quest'ultimo sia selettivo nei riguardi delle correnti che vengono disperse nel PE durante il normale funzionamento degli inverter. Per la protezione contro le sovratensioni, vale lo stesso discorso dei punti precedenti.

6.6 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

I cavi siano dimensionati e concepiti in modo da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio e, con particolare attenzione a limitare le cadute di tensione. I cavi dovranno soddisfare i seguenti requisiti: - tipo autoestinguente e non propagante d'incendio; - cavi del tipo unipolari per i circuiti di potenza; - estremità stagnate oppure terminate con idonei capicorda. I cavi posati all'aperto, dovrebbero essere di tipo "solare", in grado cioè di sopportare gli agenti atmosferici e in particolare la radiazione ultravioletta. I cavi ed i cablaggi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nella relazione di calcolo specifica.

6.7 CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO

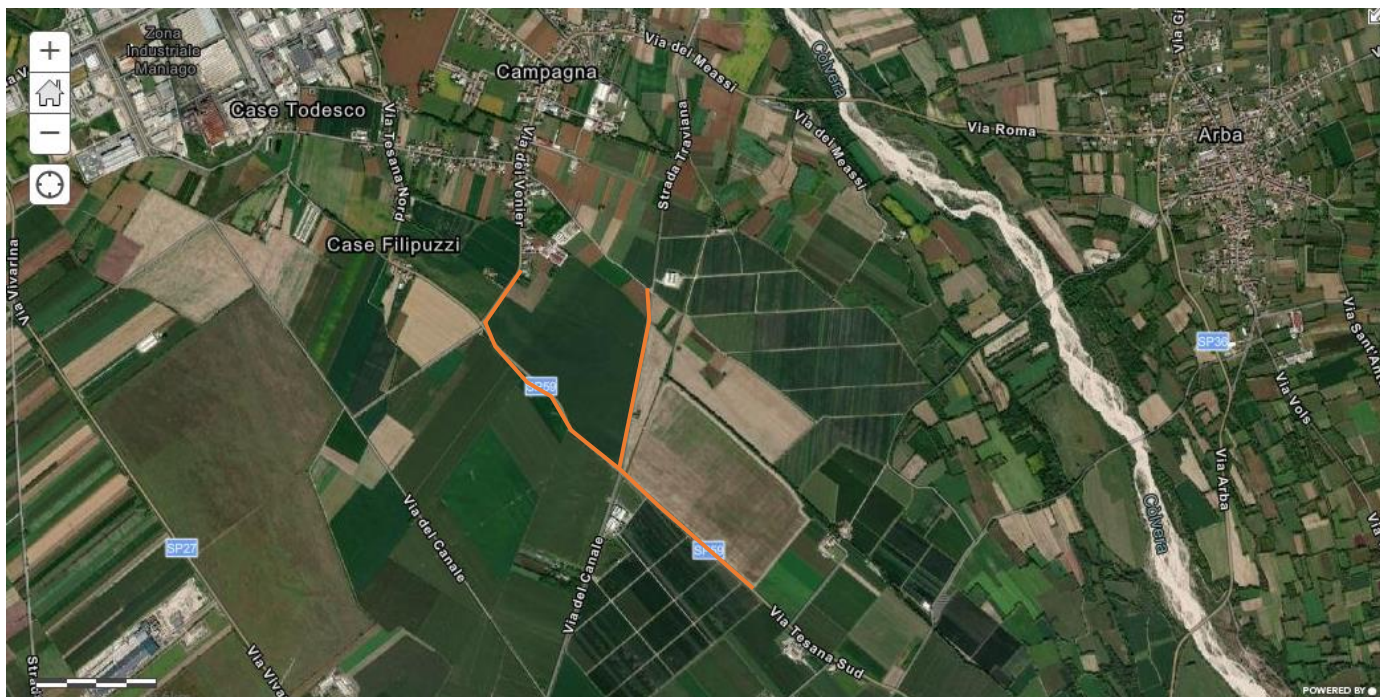
Il diametro delle tubazioni non dovrebbe essere mai inferiore a 1,3 volte quello del cerchio circoscritto ai cavi in esso contenuti, con un minimo di 16 mm². La sezione dei canali porta cavi occupata dai cavi non dovrebbe eccedere il 50% della sezione totale del canale stesso. Dovrebbero essere utilizzati tutti gli accessori necessari per il mantenimento del grado di protezione richiesto per il tipo di ambiente d'installazione. Si installino tubi e/o passerelle porta-cavi per la protezione meccanica dei cavi nelle discese, garantendo, per il collegamento dei cavi ai quadri, un livello di protezione analogo a quello dei quadri stessi. I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nella relazione di calcolo specifica.



6.8 VIABILITA' DI PROGETTO



La viabilità stradale nei pressi dell'impianto è rappresentata da due strade comunali (Via dei Venier e Strada Traviana) e una strada provinciale (Via Tesana SP59). L'orografia dell'area vede una pendenza leggermente degradante da Ovest verso Est.

Il piano stradale di queste due arterie risulta essere inferiore al campo fotovoltaico di alcuni metri.

I pannelli fotovoltaici non dovrebbero costituire un pericolo per l'avifauna. Le strutture di sostegno (i Trackers) sono distanziati tra loro con un interasse di 8 m e la distanza tra i pannelli va da un minimo di 3,5 m (quando i pannelli sono nella posizione parallela al terreno) ad un massimo di circa 5,8 m (quando i pannelli hanno l'inclinazione massima di 60° e 150°)



Gli accessi carrabili sono cinque e sono indicati nella figura.

All'interno della planimetria di progetto le strade di viabilità interna e le strade di accesso.

Gli ingressi saranno costituiti da cancello a due ante in rete in acciaio zincato plastificata verde, largo 6 m su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta da 2,6 m, collegata a pali metallici alti 3 m, infissi direttamente nel suolo per una profondità di 60 cm.

Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia la recinzione sarà innalzata di 20 cm su tutto il perimetro.

La viabilità sarà perimetrale alle tre aree sarà larga da 2,5 a 11 m e sarà realizzata con uno spessore di 20 cm di "misto stradale" e 10 cm di ghiaia di pezzatura media e fine (materiale inerte di cava a diversa granulometria) da approvvigionare dalle cave di zona.



7. RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI

Le fasi lavorative con le successive attività di costruzione di un impianto fotovoltaico a terra sono consuetudine della normale pratica dell'ingegneria civile e delle costruzioni impiantistiche in genere. In generale non ci sono rischi particolari derivanti da lavori in quota, rischi chimici o biologici né vengono utilizzati materiali tossici o infiammabili.

La fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico non comporta rischio di incidenti rilevanti in quanto non ci sono materiali infiammabili, gas o sostanze tossiche o stoccaggio di materiali liquidi. Con l'adozione delle norme sulla sicurezza, nella fase di esercizio è statisticamente accertato che la casistica degli incidenti su impianti in produzione ha valori trascurabili in relazione alla frequenza dell'evento incidentale. Si riscontrano alcune eccezioni nei magazzini di stoccaggio di materiale elettrico quando previsti. Le tipologie di guasto di un impianto a pannelli fissi sono sostanzialmente di due tipi: meccanico ed elettrico. I guasti di tipo meccanico comprendono la rottura del pannello o di parti del supporto, e non provocano rilascio di sostanze estranee nell'ambiente essendo solidi pressoché inerti. I guasti di tipo elettrico hanno più componenti e portano in generale alla rottura dei componenti elettrici a causa di scariche elettrostatiche o sovratensioni in genere. L'impianto non risulta vulnerabile di per sé a calamità o eventi naturali eccezionali, e la sua distanza da centri abitati elimina ogni potenziale interazione. La tipologia delle strutture e della tecnologia adottata eliminano la vulnerabilità dell'impianto a eventi sismici (non sono previste edificazioni o presenza di strutture che possono causare crolli), inondazioni (la struttura elettrica dell'impianto è dotata di sistemi di protezione e disconnessione ridondanti), trombe d'aria (le strutture sono certificate per resistere a venti di notevole intensità senza perdere la propria integrità strutturale), incendi (non sono presenti composti o sostanze infiammabili).

Unica attività rilevante soggetta a prevenzione incendi è legata ai trasformatori ad olio che si trovano all'interno delle cabine di trasformazione. I trasformatori sono dotati di vasche di ritenzione (all'interno dell'elaborato grafico TAV10 è presente la sezione e la pianta delle cabine di trasformazione).

Queste vasche sono necessarie per garantire la sicurezza antincendio, ma non solo, servono anche a prevenire l'inquinamento del suolo e delle acque sotterranee— attività soggetta a prevenzione incendi



8. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

Una volta terminata la fase d'installazione dell'impianto, bisogna effettuare il collaudo dello stesso per verificarne il corretto funzionamento.

Il collaudo è un atto tecnico-amministrativo, che si colloca alla fine dell'installazione dell'impianto stesso. Serve innanzitutto a salvaguardare gli interessi del committente, perché una mancata produzione di energia a causa di un guasto significherebbe una minore resa dell'impianto stesso in termini economici.

Il collaudo rappresenta una delle attività più importanti nella fase di realizzazione dell'impianto in quanto un accurata ispezione del lavoro svolto permette di rilevare eventuali difetti.

La fase di collaudo prevede verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione e termina con il rilascio di una dichiarazione certificante l'esito delle verifiche effettuate.

Prima di eseguire le verifiche tecnico-funzionali è consigliabile verificare:

- che vi siano condizioni di irraggiamento stabili in modo da rendere stabili le misure effettuate;
- che vi sia una radiazione di almeno 600 W/m² allineando il sensore di radiazione al piano dei moduli;
- che non si stiano effettuando le verifiche nelle ore più calde;
- che non si stiano effettuando le verifiche in presenza di giornate afose, in quanto la presenza di umidità nell'aria determina un aumento della componente diffusa, aumento che a sua volta comporta un rendimento del campo più basso;
- che i moduli siano puliti.

È una procedura che deve essere effettuata da tecnici con provata esperienza, quali i professionisti di TEST Energia.

Le fasi principali di un collaudo riguardano:

8.1.1 Esame Visivo

Acquisito il progetto e verificato che l'installatore abbia rilasciato la dichiarazione di conformità ai sensi della Legge

46/90, l'esame visivo deve accertare:

- che l'impianto sia conforme al progetto, che i moduli siano posati correttamente, che la carpenteria sia saldamente ancorata e che siano state prese tutte le precauzioni per evitare infiltrazioni d'acqua dal tetto;
- che l'impianto sia stato realizzato nel rispetto delle prescrizioni delle Norme in generale e delle Norme specifiche di riferimento per l'impianto installato;
- che il materiale elettrico sia conforme alle relative Norme, sia scelto correttamente ed installato in modo conforme alle prescrizioni normative e che non siano presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza;
- che le distanze delle barriere e delle altre misure di protezione siano state rispettate;
- che vi sia la presenza di adeguati dispositivi di sezionamento e di interruzione;
- che vi sia l'identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, l'identificazione dei comandi e delle protezioni, dei collegamenti dei conduttori.

8.1.2 Verifica dei Cavi e dei Conduttori

Per i cavi ed i conduttori si deve controllare che il dimensionamento sia fatto in base alle portate indicate nelle tabelle CEI-UNEL e che siano dotati dei contrassegni di identificazione, ove prescritti, e siano adatti al tipo di posa.

8.1.3 Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.

8.1.4 Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.

8.1.5 Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, controllando che siano rispettati i valori previsti dalla Norma CEI 64-8

Si deve eseguire con l'impiego di uno strumento adeguato e la misura si effettua in corrente continua. L'apparecchio di prova deve fornire la tensione indicata nella tabella A, quando eroga una corrente di 1 mA.



La misura deve essere effettuata tra l'impianto (collegando insieme tutti i conduttori attivi) ed il circuito di terra; e raccomandata, per quanto praticamente possibile, la misura della resistenza d'isolamento tra i conduttori attivi.

Durante la misura gli apparecchi utilizzatori devono essere disinseriti. I valori minimi ammessi sono quelli previsti dalla Norma CEI 64-8.

8.1.6 Prove funzionali sul sistema di conversione statica con riferimento al manuale di uso e manutenzione, nelle diverse condizioni di potenza (accensione, spegnimento, mancanza di rete del distributore):

8.1.7 Verifica tecnico-funzionale dell'impianto

La verifica tecnico-funzionale di un impianto fotovoltaico richiede la valutazione:

- della continuità elettrica e connessione tra i moduli;
- della messa a terra di masse e scaricatori;
- del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete) etc.;
- dell'isolamento dei circuiti elettrici dalla masse.

La procedura di verifica tecnico-funzionale di un impianto fotovoltaico prevede l'impiego di una sonda piranometro o con una cella campione si provvede a rilevare il valore dell'irraggiamento (W/m^2 captati dalla superficie), per ciascuna stringa e si procederà alla verifica delle seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{STC}}$$

$$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$$

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) P_{nom} \frac{I}{I_{stc}}$$

ove:

- P_{cc} : potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del +2%;
- P_{nom} : somma delle potenze (in kW) di targa dei moduli installati del generatore fotovoltaico (potenza nominale);
- I : irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del +3% (deve essere $I > 600 W/m^2$);
- I_{STC} : irraggiamento in condizioni standard il cui valore di riferimento è $1000 W/m^2$;
- P_{ca} : potenza attiva (in KW) misurata all'uscita del convertitore con precisione superiore al migliore del +2%;
- P_{tpv} : perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Alla fine se tutte le prove hanno avuto esito positivo il collaudatore provvede a rilasciare il certificato di collaudo.

In accordo con il nuovo decreto presente nella finanziaria 2007 CONTO ENERGIA per il fotovoltaico:

"La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano

dei moduli superiore a $600 W/m^2$ ".

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono

essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) \frac{\gamma}{100}$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:



$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) \frac{I}{800}] \frac{Y}{100}$$

ove:

- γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino e tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$).
- NOCT : Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, tipicamente pari a $40 \div 50^{\circ}\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in retrocamera).
- T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- T_{cel} : e la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.