

COMUNE DI PALMANOVA, PRADAMANO E TRIVIGNANO UDINESE



PROVINCIA DI UDINE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 33,67+14,18+34,68 MWp TRIVIGNANO 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'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Trivignano Udinese	Foglio 05 Mappali 58 - 404 - 409 Foglio 06 Mappali 20 - 22 - 48 - 49 - 60 - 226 - 227 - 234 - 236 - 237 - 239 - 257 - 259 - 265 - 268 - 391 - 394 - 440 - 445 Foglio 16 Mappali 18 - 19 - 55
	Comune di Palmanova	Foglio 07 Mappale 12
	Comune di Pradamano	Foglio 03 Mappale 303 Foglio 05 Mappale 564
PROGETTO: VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC15 – Criteri Progettuali	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 02/12/2021		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY EIGHT 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	
	Dott. Agr. Giovanni Cattaruzzi Dott. Agr. Luigi dott. Pravisani Studio Cattaruzzi 33100 UDINE – Via Gemona	



I N D I C E

I N D I C E	1
1. INTRODUZIONE.....	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO.....	5
3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO	9
3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO	9
3.1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO	9
3.1.2 Siti UNESCO - candidature in atto	11
3.1.3 Beni culturali	12
3.1.4 Beni paesaggistici.....	12
3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani	12
3.2 AREE PROTETTE.....	12
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.....	12
3.3 AREE AGRICOLE	12
3.3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale caratterizzate da un'elevata capacità di uso del suolo	12
3.3.2 Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.	12
3.4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO	13
PAI 13	
Il Piano Stralcio per l'assetto idrogeologico dei bacini regionali (PAIR)	15
3.5 AREE DI ATTENZIONE	17
3.6 Alternative progettuali su siti limitrofi compromessi.....	18
4. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI.....	19
4.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE	19
4.1.1 Protezioni contro le sovracorrenti;.....	19
4.1.2 Protezioni contro le sovratensioni;.....	20
4.1.3 Protezioni di interfaccia lato corrente alternata	20
4.1.4 Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata; 20	
4.1.5 Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori	20
4.1.6 Protezioni contro i fulmini	21
5. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI	22
5.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV	22
5.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER	24
5.3 ACCOPPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER	24
5.4 QUADRI SUL LATO DC	24
5.5 QUADRI SUL LATO AC	25



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 2 di 30

5.6	CAVI ELETTRICI E CABLAGGI	25
5.7	CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO	25
5.8	VIABILITA' DI PROGETTO	25

6. RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI27

7. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE28

7.1.1	<i>Esame Visivo</i>	<i>28</i>
7.1.2	<i>Verifica dei Cavi e dei Conduttori</i>	<i>28</i>
7.1.3	<i>Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.</i>	<i>28</i>
7.1.4	<i>Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.</i>	<i>28</i>
7.1.5	<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>28</i>
7.1.6	<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>29</i>
7.1.7	<i>Verifica tecnico-funzionale dell'impianto</i>	<i>29</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. E' per questo che riteniamo importante sottolineare che il progetto 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 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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 5 di 30

2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Udine e interessa amministrativamente tre comuni: Comune di Palmanova, Comune di Pradamano e Comune di Trivignano Udinese. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto fotovoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni complessive di 82,53 MWp, e si estende su un'area complessiva di circa 100 ettari, di proprietà privata.

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 di tre impianti agrovoltai in tre distinte aree 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 e in casi particolari, come vedremo successivamente, i pannelli saranno su tracker mono pannelli da 20 pannelli distanziati tra loro di 5,5 m.

AREA 1 – PRADAMANO

Ubicazione e denominazione	Comune di Pradamano
Coordinate geografiche	46° 2'30.98"N; 13°16'38.97"E.
Superficie complessiva del terreno	373 064 m ²
Superficie complessiva moduli	156 792 m ²
Superficie complessiva mitigazione	23 718 m ²

AREA 2 – TRIVIGNANO SUD

Ubicazione e denominazione	Comune di Trivignano Udinese e Comune di Palmanova
Coordinate geografiche	45°55'15.63"N; 13°19'20.50"E.
Superficie complessiva del terreno	184 360 m ²
Superficie complessiva moduli	65 885 m ²
Superficie complessiva mitigazione	16 630 m ²

AREA 3 – TRIVIGNANO NORD

Ubicazione e denominazione	Comune di Trivignano Udinese
Coordinate geografiche	45°56'32.53"N; 13°19'40.34"E.
Superficie complessiva del terreno	449 807 m ²
Superficie complessiva moduli	162 933 m ²
Superficie complessiva mitigazione	87 776 m ²

Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto le fasce di rispetto degli assi ferroviari e della nuova pianificazione stradale
Tipo di terreno: Terreno destinato a servizi (attuale uso agricolo)

Orografia: pianeggiante

Tipo di terreno:	Terreno agricolo
Potenza di picco:	circa 82,53 Wp
Posizionamento del generatore FV:	installazione al suolo
Orientamento asse generatore FV:	NORD-SUD
Angolo di tilt del generatore FV:	variabile con inseguimento est-ovest
Fattore di albedo:erba verde:	0.20
Fattore di riduzione delle ombre Komb	18%



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 6 di 30



**FIGURA 1 IMMAGINE SATELLITARE DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE
DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO "AREA 1 – PRADAMANO"**

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Udine e interessa amministrativamente il Comune di Pradamano. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 33,67 MW, e si estende su un'area di circa 37 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano:

- Lato Nord/ Est: la viabilità della SP 37 (Via Udine) affiancata dalla ciclovia "Alpe Adria Radweg" (Salisburgo – Villaco – Aquileia – Grado) con relativa fascia di rispetto di 30,00 m.
- Lato Sud/ Est terreni agricoli con filare di alberature che rientrano nella Zona E42 di Conservazione e ricostruzione vegetale.
- Lato Sud/ Ovest il tracciato ferroviario Udine – Venezia a cui si affianca una linea Terna con cavo interrato (Udine Sud CP) su sede stradale e relativa area di rispetto di 30,00 m.
- Lato Nord/ Ovest una viabilità comunale con presenza di una servitù di condotta irrigua in fibrocemento a favore del demanio della regione FVG e del concessionario consorzio di Bonifica Pianura Friulana.

Inoltre bisogna tener conto della parte centrale legata alla presenza di una viabilità interpodereale comunale contraddistinta da un filare di platani.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp**
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 7 di 30



FIGURA 2 IMMAGINE SATELLITARE DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO "AREA 2 – TRIVIGNANO SUD"

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Udine e interessa amministrativamente il Comune di Trivignano Udinese e Palmanova. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 14,18 MW, e si estende su un'area di circa 18 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano in linea generale in un contesto connotato da una agricoltura estensiva a seminativi, associata a vigneti.



FIGURA 3 - IMMAGINE SATELLITARE DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON L'INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO "AREA 3 – TRIVIGNANO NORD"

	IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 33,67+14,18+34,68 MWp Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese CRITERI PROGETTUALI	Pag 8 di 30
--	---	-------------

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Udine e interessa amministrativamente il Comune di Trivignano Udinese. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 34,68 MW, e si estende su un'area di circa 45 ettari, di proprietà privata. L'area 3 a est si trova nei pressi del centro abitato, su questo lato saranno utilizzato come tracker dei tracker mono pannello da 20 pannelli distanziati tra loro di 5,5 m, questo per introdurre il parco agrivoltaico in maniera più morbida.

L'energia prodotta dagli impianti verrà veicolata attraverso la realizzazione di tre cavidotti interrati situati prevalentemente su strada regionale. I tre cavidotti partiranno dunque dalle rispettive cabine di consegna fino ad arrivare nell'infrastruttura di StepUp situata in località Persereano nei pressi della sottostazione di proprietà di Terna.



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:

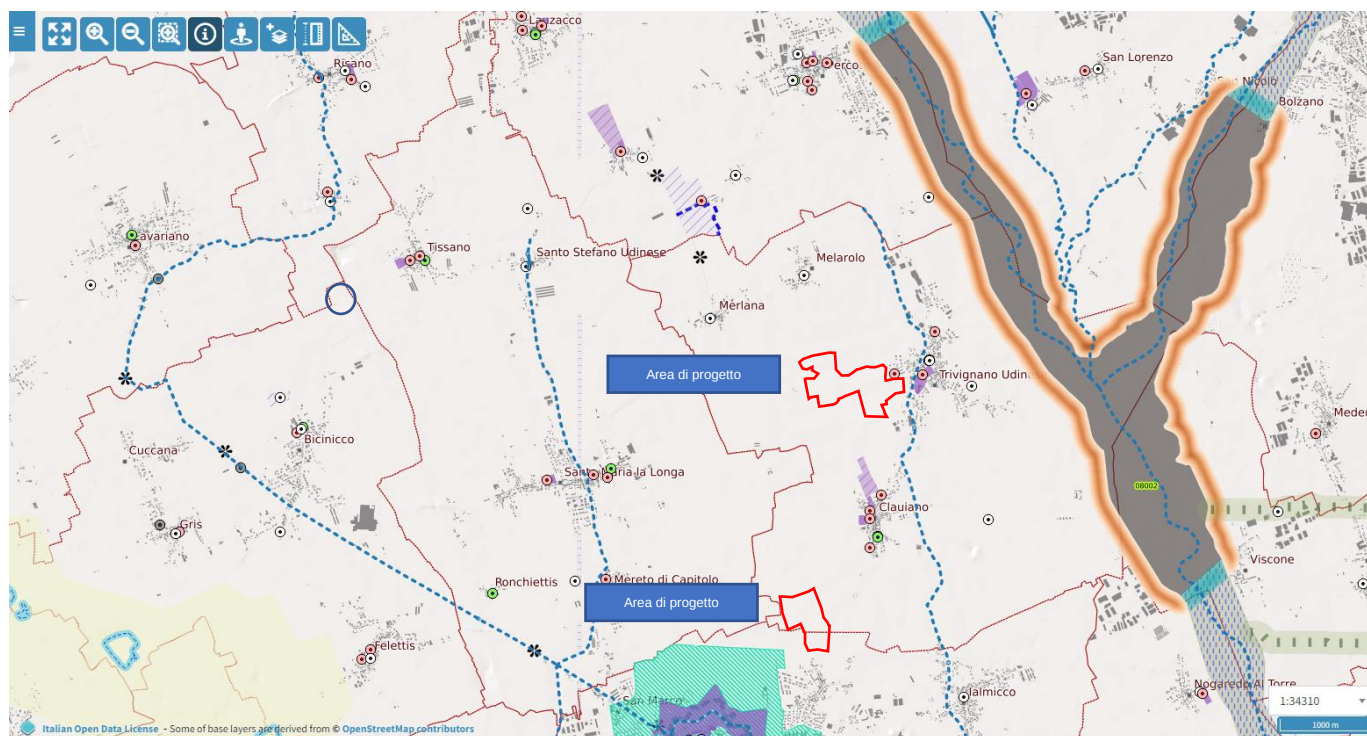


FIGURA 4 STRALCIO SITI UNESCO, SIC E ZPS (EAGLE.FVG)



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp**
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 10 di 30

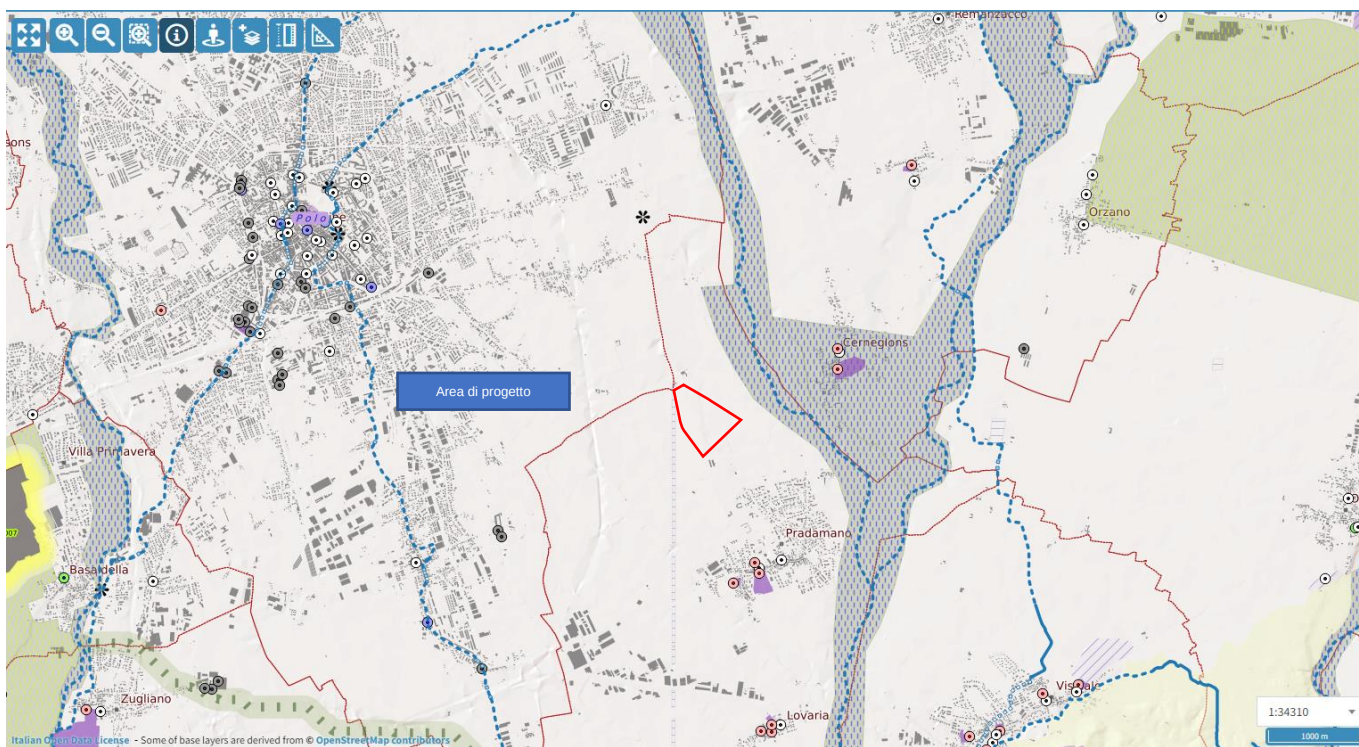


Figura 5 STRALCIO SITI UNESCO, SIC E ZPS (EAGLE.FVG)

Corsi_Acqua_Tratte  A - Ampiezza alveo non cartografabile  B - Ampiezza alveo cartografabile  C - Tratta interrata percorso noto  D - Tratta interrata percorso non noto  E - Tratta da inserire come ulteriore contesto  F - Tratta non vincolata	Immobili interesse storico-artistico e architettonico - Parte  Provvedimento di tutela diretta  Provvedimento di tutela indiretta
Laghi_Battigia  Fittizio  Reale  Reale di sbarramento	Aree a rischio archeologico  Aree a rischio archeologico Aree_interesse_Regionale_RER  Aree_interesse_Regionale_RER
Battigia_Lagunare  Battigia_Lagunare	Direttrici_connettivita  Direttrici_connettivita
Battigia_Marittima  Battigia_Marittima	Fasce_Tampone_Core  Confermare  Rafforzare  Realizzare
Beni_accertati_bando_comm._L.1766/1926  Beni_accertati_bando_comm._L.1766/1926	Ecotopi-Tipo funzione  Core  Connettivo lineare su rete idrografica  Tessuto connettivo forestale  Tessuto connettivo rurale  Stepping stones
Beni_immobili_di_valore_culturale  archeologia rurale e industriale  architettura fortificata  siti spirituali  ville venete e dimore storiche  cente e cortine  altri beni culturali	UC_Immobili_int_storico_artistico_architettonico  UC_Immobili_int_storico_artistico_architettonico Siti_Unesco  Siti_Unesco

Figura 6 legenda PPR

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 vi siano siti nei comuni interessati dall'intervento 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 i siti d'impianto non è un bene culturale.

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. Tali ambiti non ricadono nei siti di progetto come ampiamente dimostrato nelle analisi di vincolo e urbanistiche all'interno delle relazioni specialistiche.

3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani

A salvaguardia dei paesaggi e dei con 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 II e III fascia di capacità di uso del suolo, pertanto non caratterizzata da una elevata capacità.

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 inidonei 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 inidonea.

3.4 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:

PAI

Il Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), originariamente previsto dalla L. 183/89 e successivamente dal DLgs 152/2006, rappresenta uno stralcio di settore funzionale del Piano di Bacino relativo alla pericolosità ed al rischio da frana, da valanga ed idraulico, contenente, in particolare, l'individuazione e la perimetrazione delle aree a pericolosità idrogeologica, nonché le relative misure di salvaguardia. Il PAI, che è organizzato per bacini idrografici, è un documento programmatico che individua scenari di pericolosità collegati ai fenomeni franosi, valanghivi ed alluvionali presenti e/o previsti nel territorio ed associa ad essi normative, limitazioni nell'uso del suolo e tipologie di interventi, strutturali e non, che sono finalizzati alla mitigazione dei danni attesi. Il PAI costituisce pertanto il quadro di riferimento al quale devono adeguarsi e riferirsi tutti i provvedimenti autorizzativi e concessori. La valenza di Piano sovraordinato, rispetto a tutti i piani di settore, compresi i piani urbanistici, comporta nella gestione dello stesso un'attenta attività di coordinamento e coinvolgimento degli enti operanti sul territorio. I PAI racchiudono anche al loro interno i contenuti e le previsioni dei Piani stralcio per la Sicurezza Idraulica precedentemente approvati e relativi ad alcuni sottobacini (Medio-Basso Tagliamento, Corno, Cormor e Cellina-Meduna). I vigenti PAI, sono relativi ai seguenti bacini: Livenza, Piave, Tagliamento, Fella, Isonzo, Slizza, Levante, bacino scolante sulla laguna di Marano Grado (per il Lemene non vige alcun PAI), e si compongono di:

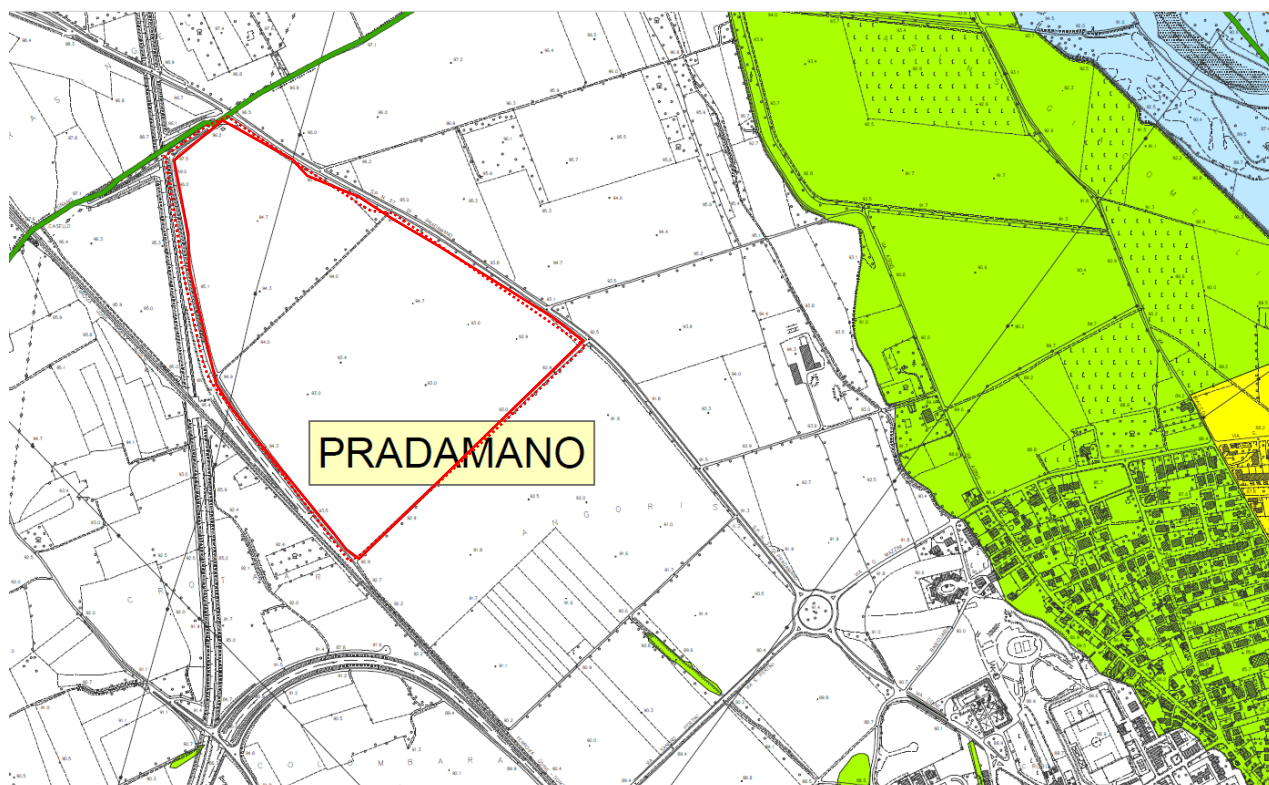
- RELAZIONE DI PIANO
- MAPPE DELLA PERICOLOSITA' E DEL RISCHIO
- NORME DI ATTUAZIONE

Le opere sono individuate all'interno del PAI relativo al piano di Bacino del fiume Isonzo:

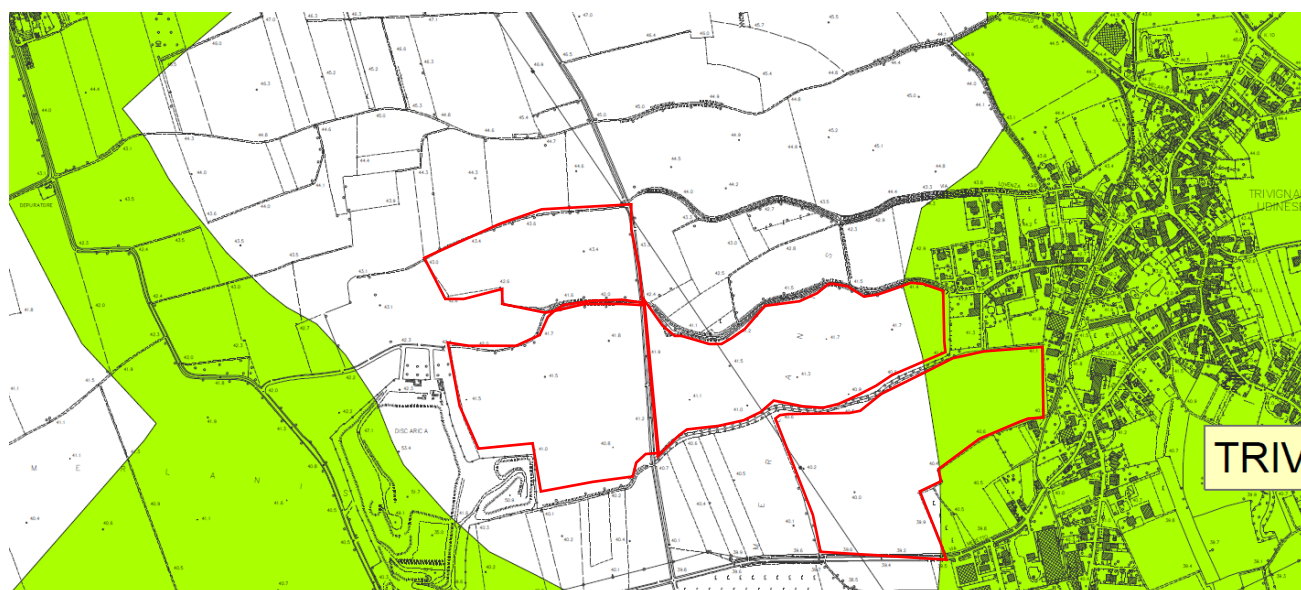


**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp**
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 14 di 30



Tav 12 - Carta della pericolosità idraulica



Tav 14 Carta della pericolosità idraulica



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp**
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 15 di 30

PIANO ASSETTO IDROGEOLOGICO P.A.I.

Perimetrazione e classi di pericolosità idraulica

-  F - Area Fluviale
-  P1 - Pericolosità idraulica moderata
-  P2 - Pericolosità idraulica media
-  P3 - Pericolosità idraulica elevata
-  P4 - Pericolosità idraulica molto elevata

 **Indicazione delle zone di pericolosità e di attenzione geologica***

*cfr. cartografia geologica

ZONE DI ATTENZIONE IDRAULICA

Quadro conoscitivo complementare al P.A.I.

 - Studi ed elaborazioni recenti dell'Autorità di Bacino

LIMITI AMMINISTRATIVI

-  Limite Comunale
-  Limite Regionale
-  Limite di Bacino

Legenda Carta della pericolosità idraulica

Dalle tavole della pericolosità idraulica si evince che il sito di Trivignano Nord è compreso parzialmente nella parte più vicina all'abitato, in area P1 area a moderata pericolosità. Le opere che possono essere eseguite nell'ambito di tale area sono definite all'art. 12 delle Norme di Piano:

ART. 12 – Disciplina degli Interventi nelle aree classificate a pericolosità moderata P1 La pianificazione urbanistica e territoriale disciplina l'uso del territorio, le nuove costruzioni, i mutamenti di destinazione d'uso, la realizzazione di nuove infrastrutture e gli interventi sul patrimonio edilizio esistente nel rispetto dei criteri e delle indicazioni generali del presente Piano conformandosi allo stesso.

Il Piano Stralcio per l'assetto idrogeologico dei bacini regionali (PAIR)

In data 29 Gennaio 2017, la Giunta regionale con deliberazione n. 129 ha adottato, ai sensi dell'articolo 14 della L.R. 16/2002, il Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAIR) dei bacini idrografici dei tributari della laguna di Marano - Grado, ivi compresa la laguna medesima, del bacino idrografico del torrente Slizza e del bacino idrografico di Levante nonché le corrispondenti misure di salvaguardia.

In data 1 Febbraio 2017 il Piano è stato approvato con DPREG. N. 28 ed è stato pubblicato sul supplemento ordinario n.7 allegato al BUR n. 6 del 08/02/2017.

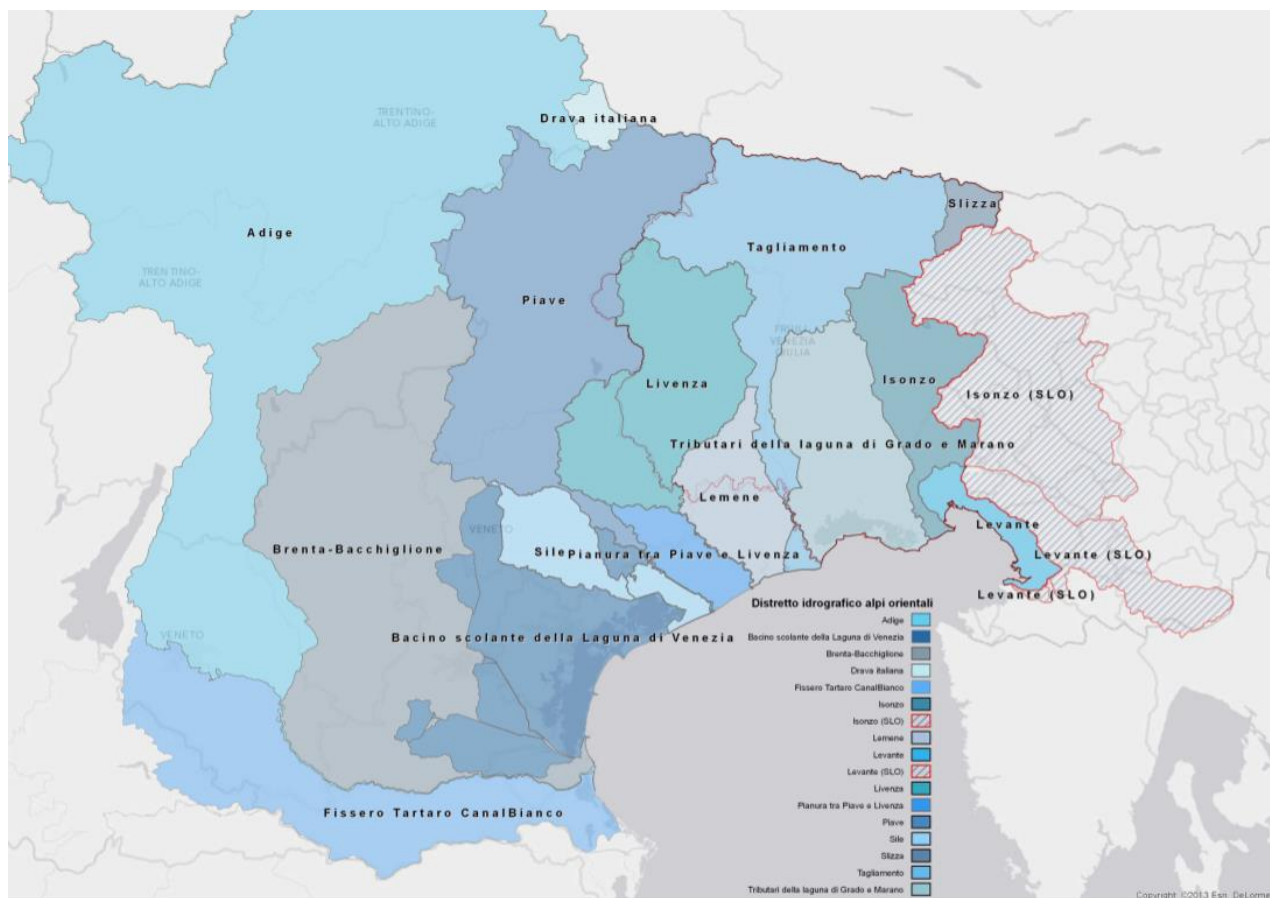
Le norme di attuazione del Piano stralcio, con le relative cartografie, hanno carattere immediatamente vincolante per le Amministrazioni ed enti pubblici, nonché per i soggetti privati.

In applicazione del D.M. 25 ottobre 2016, n. 294, a far data dal 17 febbraio 2017, ha preso avvio la fase di subentro dell'Autorità di bacino Distrettuale in tutti i rapporti attivi e passivi delle Autorità di bacino nazionali, interregionali e nazionali di cui alla Legge 18 maggio 1989, n. 183, ricadenti nel distretto delle Alpi Orientali.

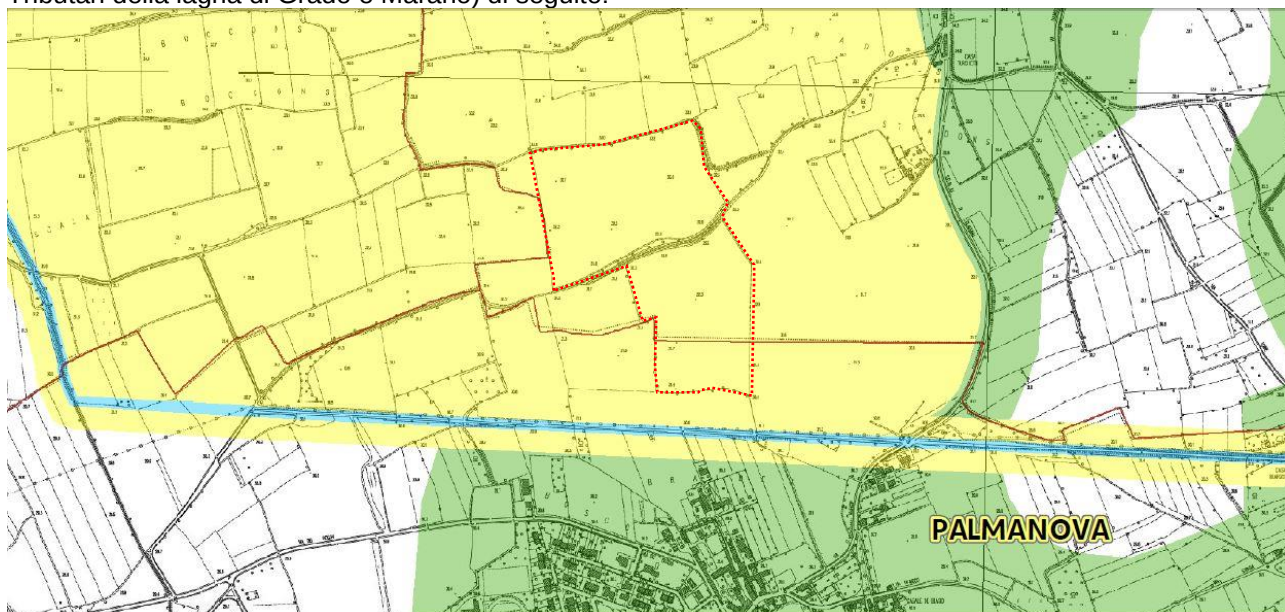


IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 33,67+14,18+34,68 MWp Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese **CRITERI PROGETTUALI**

Pag 16 di 30



Mentre i comuni di Pradamano e Trivignano sono ricompresi nelle tavole del PAI del bacino del fiume Isonzo, analizzati nel paragrafo precedente, il comune di Palmanova è analizzato nella tavola 31 (zona idrografica dei Tributari della laguna di Grado e Marano) di seguito:



Tav 31 Piano dell'assetto idrogeologico dei bacini di interesse Regionale

LEGENDA

- F (area fluviale)**
- P1 (pericolosità idraulica bassa)**
- P2 (pericolosità idraulica media)**
- P3 (pericolosità idraulica elevata)**
- Limiti bacini idrografici nazionali**
- Limite comunale**
- Interventi PSSI t. Corno e t. Cormor**
- Zone di attenzione PAI bacini nazionali**

Dalla tavola si evince che il lotto di progetto definito Trivignano SUD e ricompreso tra i comuni di Trivignano e Palmanova, ricade in zona P2 di pericolosità idraulica media.

Gli interventi consentiti dalla norma sono individuati nell'art. 11: delle norme di Piano:

ART. 11 - Disciplina degli interventi nelle aree classificate a pericolosità media P2

1. Nelle aree classificate a pericolosità idraulica e geologica media P2, possono essere consentiti tutti gli interventi di cui alle aree P4 e P3.
2. L'attuazione delle previsioni e degli interventi degli strumenti urbanistici vigenti alla data di approvazione del Piano (8/02/2017) è subordinata alla verifica da parte delle amministrazioni comunali della compatibilità con le situazioni di pericolosità evidenziate dal Piano e deve essere conforme alle disposizioni indicate dall'art. 8. Gli interventi dovranno essere realizzati secondo Piano stralcio per l'assetto idrogeologico dei bacini idrografici di interesse regionale soluzioni costruttive funzionali a rendere compatibili i nuovi edifici con la specifica natura o tipologia di pericolo individuata.
3. Nelle aree classificate a pericolosità media P2 la pianificazione urbanistica e territoriale può prevedere:
 - a. nuove zone di espansione per infrastrutture stradali, ferroviarie e servizi che non prevedano la realizzazione di volumetrie edilizie, purché ne sia segnalata la condizione di pericolosità e tengano conto dei possibili livelli idrometrici conseguenti alla piena di riferimento;
 - b. nuove zone da destinare a parcheggi, solo se imposti dagli standard urbanistici, purché compatibili con le condizioni di pericolosità che devono essere segnalate;
 - c. piani di recupero e valorizzazione di complessi malghivi, stavoli e casere senza aumento di volumetria diversa dall'adeguamento igienico-sanitario e/o adeguamenti tecnico-costruttivi e di incremento dell'efficienza energetica, purché compatibili con la specifica natura o tipologia di pericolo individuata. Tali interventi sono ammessi esclusivamente per le aree a pericolosità geologica;
 - d. nuove zone su cui localizzare impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, non diversamente localizzabili ovvero mancanti di alternative progettuali tecnicamente ed economicamente sostenibili, purché compatibili con le condizioni di pericolo riscontrate e che non provochino un peggioramento delle stesse.

Si rimanda alla relazione sull'invarianza idraulica per le specifiche del progetto che ci dimostrano la congruenza alle indicazioni dell'art.11.

3.5 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

Di tutte le aree sopraelencate, è possibile affermare che il progetto non rientra in alcuna delle precedenti fattispecie. Nonostante tale esclusione nella relazione paesaggistica allegata al presente progetto, si evidenziano tutte le opere adottate per l'assoluto mascheramento degli impianti in qualsiasi periodo stagionale a tutela della percezione visiva dei luoghi.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 18 di 30

3.6 ALTERNATIVE PROGETTUALI SU SITI LIMITROFI COMPROMESSI

La proponente riscontra che l'area della limitrofa discarica è stata valutata e subito scartata quale sito di possibile installazione di una parte dell'impianto per i seguenti motivi:

- Limitazioni tecnico-economiche relative a
 - o la presenza di aree boschive che producono ombreggiamento e riducono la superficie captante costringono a ridurre notevolmente l'area utile all'impianto già di per sé esigua;
 - o la necessità di modificare il tipo di infissione nel terreno, con maggiori oneri di installazione
- Limitazioni dal punto di vista di inserimento nel paesaggio:
 - o L'area di ex discarica risulta sopraelevata rispetto al livello della pianura circostante, con conseguente elevata visibilità da vari punti della zona dell'impianto che avrebbe avuto importanti conseguenze sull'impatto visivo dell'impianto sul paesaggio.
- Limitazioni per questioni giuridico legali:
 - o Presenza sui terreni della discarica di un contenzioso legale ancora in corso.

4. 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 pannello singolo disposti a 5,5m di interasse e pannelli 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.

4.1 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.

4.1.1 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:

$i^2 t$ = 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.

4.1.2 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).

4.1.3 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.

4.1.4 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 alloggiato 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.

4.1.5 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.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp**
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 21 di 30

4.1.6 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.



5. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI

5.1 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'etero-giunzione tra silicio monocristallino e silicio amorfo per la presenza simultanea di efficienze elevate (superiori al 16%) e di coefficienti di perdita termica ridotti ($-0,3\%/^{\circ}\text{C}$) 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).

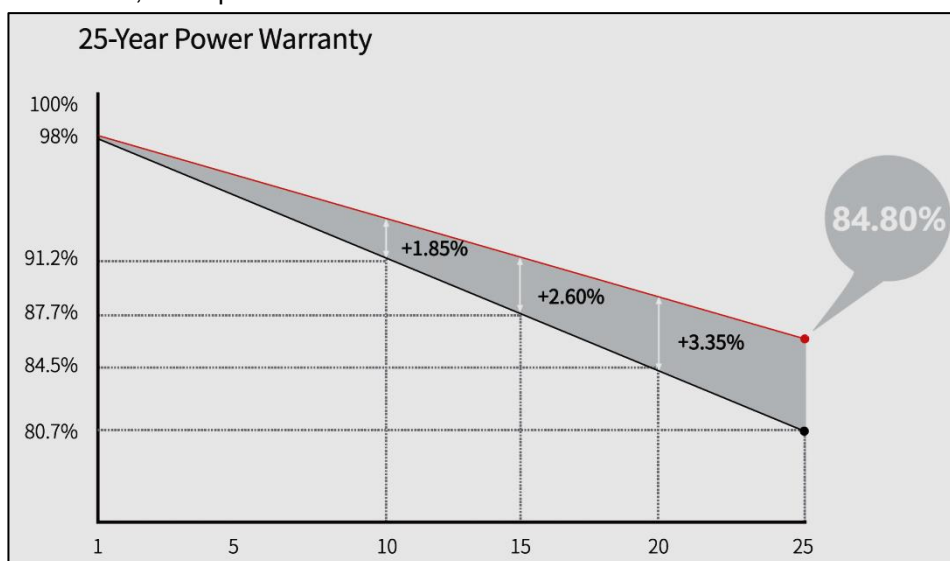
A seguito di queste considerazioni si è proceduto alla scelta dei pannelli:

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.



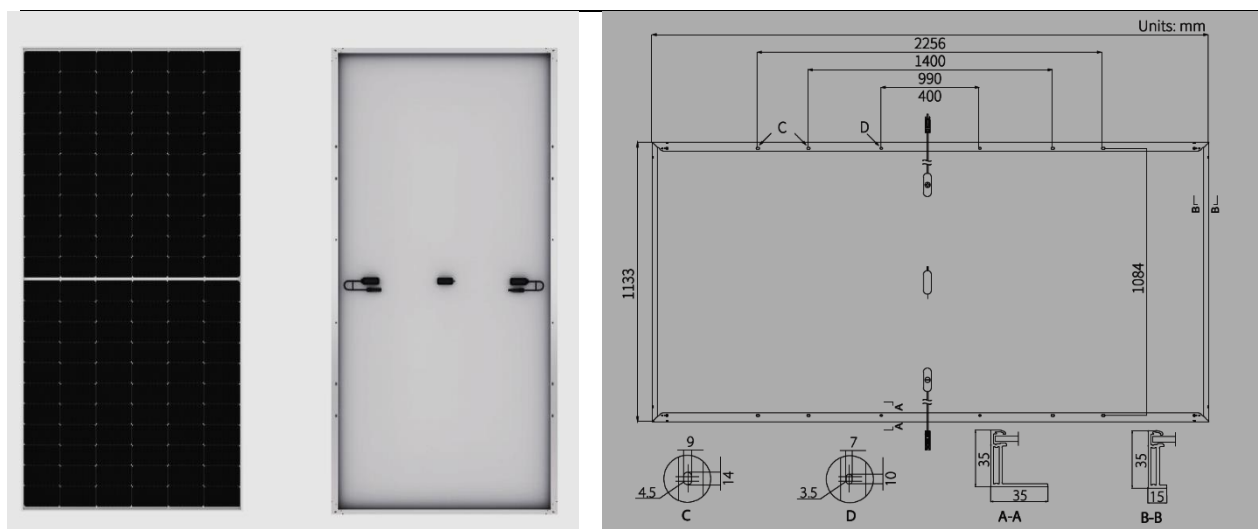
Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 23 di 30



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.

5.2 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.

I tre campi in cui è diviso l'impianto sono serviti ciascuno da inverter, trasformatori e cabine di trasformazione. Si rimandano alla relazione di calcolo gli approfondimenti tecnici.

5.3 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.

5.4 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).

5.5 QUADRI SUL LATO AC

È consuetudine predisporre, sempre con cavi in doppio isolamento (non solari questa volta), interruttori magnetotermici 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.

5.6 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.

5.7 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.

5.8 VIABILITA' DI PROGETTO

Gli accessi carrabili, sono ubicati:

- nella zona sud-est nell'area Pradamano;
- nella zona sud-ovest nell'area Trivignano Sud;
- nella zona nord-est nell'area Trivignano Nord.

All'interno delle planimetrie di progetto sono indicati gli accessi secondari, le strade di viabilità interna e le strade di accesso.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 26 di 30

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.

6. 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 TAV17 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

7. 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:

7.1.1 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.

7.1.2 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.

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

7.1.4 Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.

7.1.5 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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 29 di 30

7.1.6 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);

7.1.7 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:

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

ove:

- **γ** : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino e tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ } \%/^{\circ}C$).
- **NOCT**: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, tipicamente pari a $40 \div 50^{\circ}C$, ma può arrivare a $60^{\circ}C$ per moduli in retrocamera).



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA 33,67+14,18+34,68 MWp
Comuni di Palmanova, Pradamano e Trivignano Udinese
CRITERI PROGETTUALI

Pag 30 di 30

- **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.