



PROGETTO DEFINITIVO

COMUNE DI CEREGRANO (RO) - COMUNE DI VILLADOSE (RO)

IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO AI SENSI DELLE LINEE GUIDA
IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI CONNESSO ALLA
RETE ELETTRICA PER VENDITA DI ENERGIA

RELAZIONE DESCRITTIVA

TAVOLA:

REL01

SCALA:

-

NOME FILE:

REL01_Relazione descrittiva

COMMITTENTE:

AIEM GREEN SRL
V.le C. A. d'Europa, 9/G
45100 Rovigo
CF/P.IVA 01627270299

AIEM GREEN SRL
Viale C. Alleati d'Europa 9/G
45100 ROVIGO (RO)
P.IVA 01627270299

PROGETTAZIONE:



Via Davila, 1
35028 Piove di Sacco (PD)
P.IVA 04048490280
Tel. 0425/1900552
email: info@progettando.tech
Progettista: Dott. Ing. Dario Turolla

Revisione	Data	Note	Redatto	Controllato	Approvato
00	LUGLIO 2024	Prima emissione	VM	FG	DT

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI

Questo documento è di proprietà di Progettando s.r.l. e sullo stesso si riserva ogni diritto. Pertanto questo documento non può essere copiato, riprodotto, comunicato o divulgato ad altri o usato in qualsiasi maniera, nemmeno per fini sperimentali, senza autorizzazione scritta di Progettando s.r.l. Su richiesta dovrà essere prontamente reinvioato a Progettando s.r.l.

INDICE

PREMESSA	3
1 SISTEMA AGRIVOLTAICO	4
2 TABELLA RIASSUNTIVA IMPIANTO AGRIVOLTAICO	7
3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO	8
3.1 Norme tecniche relative agli impianti agrifotovoltaici	9
4 DATI GENERALI DEL PROPONENTE	11
5 AREE DI INTERVENTO	12
5.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA A	12
5.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA B	17
5.3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA C	22
5.4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA D	27
6 IPOTESI DI ACCESSO	33
7 ILLUSTRAZIONE DEI CRITERI PROGETTUALI LEGATI AI TERRENI	34
7.1 Strutture di sostegno	34
8 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI ELETTRICI	34
8.1 Potenza nominale dell' impianto	35
9 DATI DI PROGETTO	36
9.1 Caratteristiche impianto agrifotovoltaico	36
9.2 Caratteristiche fisiche aree impianto	36
9.3 Caratteristiche elettriche impianto	37
9.4 Posizionamento siti di installazione	37
9.5 Caratteristiche fisiche siti	38
9.6 Caratteristiche dei materiali	38
10 PRESTAZIONI DEI SISTEMA	38
11 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO	39
11.1 CONFIGURAZIONE AREA A	39
11.2 CONFIGURAZIONE AREA B	39
11.3 CONFIGURAZIONE AREA C	40
11.4 CONFIGURAZIONE AREA D	40
11.5 Tipi di conduttori	40
11.6 Dimensionamento dei conduttori	42
11.7 Verifica della caduta di tensione	43
11.8 Contributo alla corrente di corto circuito	43
11.9 Protezione contro il sovraccarico	45
11.10 Protezione contro il corto circuito	45
11.11 Protezione dai contatti diretti/indiretti	47

11.12	Impianto di terra	47
11.13	Dispositivi differenziali	48
11.14	Dispositivi di protezione principali di un impianto fotovoltaico	48
11.14.1	Dispositivo generale e di interfaccia (DG e DDI)	48
11.14.2	Sistema di Protezione generale associato al dispositivo generale (SPG)	49
11.14.3	Sistema di Protezione di interfaccia associato al dispositivo di interfaccia (SPI)	50
11.14.4	Controllore Centrale Di Impianto (CCI)	51
11.15	Selettività delle protezioni di un impianto fotovoltaico	51
11.16	Protezione dalle scariche atmosferiche	52
11.17	Valutazione campi elettromagnetici di un impianto fotovoltaico	52
11.18	Cabina elettrica di consegna	53
11.18.1	Apparecchiature alloggiate	53
11.18.2	Tipologia costruttiva e statica	53
11.18.3	Collegamenti elettrici	54
11.18.4	Illuminazione	54
11.18.5	Ventilazione	54
11.18.6	Sicurezza	54
11.19	Descrizione degli scavi	54
11.20	Elettrodotto di un impianto fotovoltaico	55
11.21	Impianti speciali	55
11.21.1	Impianto di illuminazione esterna	55
11.21.2	Impianto di videosorveglianza	55
11.22	Recinzione	55
12	PUNTO DI IMMISSIONE ENERGIA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	56
13	VERIFICA TECNICO FUNZIONALE	57

PREMESSA

Con la presente relazione si illustrano i principi base adottati circa la realizzazione di un impianto agrifotovoltaico ripartito in 4 aree, installato su strutture a terra e di potenza complessiva di 37.481,04 kWp. L'impianto agrifotovoltaico è suddiviso rispettivamente in:

- Area A di potenza 11.819,52 kWp;
- Area B di potenza 9.584,64 kWp;
- Area C di potenza 7.464,96 kWp;
- Area D di potenza 8.611,92 kWp

L'impianto sarà disposto a terra su una superficie utile di circa 47 ettari di terreno agricolo, suddivisa in:

- Area A con superficie di 15 ettari;
- Area B con superficie di 12,2 ettari;
- Area C con superficie di 9,3 ettari;
- Area D con superficie di 10,5 ettari

L'impianto agrifotovoltaico sarà collegato alla rete di distribuzione dell'ente fornitore di energia elettrica, immettendo nella stessa l'energia prodotta.

Per massimizzare la produzione, i moduli fotovoltaici sono fissati a terra mediante strutture di sostegno parallele che si sviluppano in direzione Nord-Sud, con un sistema ad inseguimento monoassiale, che consente la rotazione dei moduli fino ad una inclinazione di 60° verso est/ovest per evitare l'ombreggiamento reciproco tra le file di moduli; queste sono opportunamente distanziate in funzione della pendenza delle zone del terreno su cui insistono.

L'impianto agrifotovoltaico è dotato di appositi locali tecnici, ognuno costituito da cabina prefabbricata disposta in posizione di confine proprietà, e cabinato modulare posto nelle vicinanze della suddetta cabina, contenenti gli organi di interruzione, manovra, conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici.

La tensione di uscita dell'energia elettrica dall'impianto è pari a 20kV.

I campi fotovoltaici che compongono l'impianto di progetto fanno capo ai loro rispettivi locali tecnici generali.

Secondo le disposizioni tecniche contenute nella norma CEI 0-16, nel locale tecnico sono contenute le apparecchiature e gli impianti per la connessione alla rete di distribuzione dell'ente fornitore di energia elettrica.

Si precisa sin da subito che per le altezze indicate negli elaborati grafici e descrittivi è prevista una tolleranza del +/-20 cm, e che la stessa sarà rispettata anche per la posa della mitigazione perimetrale esterna alla recinzione dell'impianto.

1 SISTEMA AGRIVOLTAICO

L'impianto in oggetto rientra nella definizione di impianto agrifotovoltaico secondo quanto stabilito dalle Linee Guida in materia di impianti Agrivoltaici del 2022 delineate dal MITE in particolare:

REQUISITO A.1.: Superficie minima per l'attività agricola (vedi "Relazione Agronomica.pdf")

$$\text{Sagri/Stot} = 36,1 \text{ ha} / 47,6 \text{ ha} = 0,7594 \geq 0,70$$

REQUISITO B.1: Continuità dell'attività agricola (vedi "Relazione Agronomica.pdf"):

VALORE INDIRIZZO PRODUTTIVO POST IMPIANTO				
anno	coltura	sup. (ha)	€/ha RICA	€/anno TOT
1° APV	frumento t.	36,11	1.458 €	52.647 €
Media €/ha/anno				1.458 €
Valori RICA 2017_Veneto				

Il modello di coltivazione attuale prevede l'avvicendamento tra: cerealicole, leguminose da granella e foraggere. Il nuovo ordinamento colturale andrà a prevedere la coltivazione di: frumento tenero, soia ed orzo. L'introduzione di orzo è stata fatta anche in ottica futura, infatti si tratta di specie con esigenze idriche e taglia inferiore rispetto al mais.

REQUISITO B.2.: Producibilità elettrica minima (vedi "Relazione Agronomica.pdf")

$$\text{FV agri [GWh/ha/anno]} = 59.977$$

$$\text{FV standard [GWh/ha/anno]} = 47.791$$

$$\text{FV agri} \geq 0,6 * \text{FV standard} = 59.977 \geq 28.674$$

REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra (vedi "Relazione Agronomica.pdf")

L'impianto è identificabile come di TIPO 1) in quanto l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. Con un'altezza media dei moduli su strutture mobili superiore ai 2,10 m l'impianto può considerarsi agrivoltaico avanzato rispondente al Requisito C.

REQUISITO D.1.: Monitoraggio del risparmio idrico (vedi “Relazione Agronomica.pdf)

In merito al rispetto del requisito D.1. si conferma che l'attuale configurazione è compatibile con la predisposizione di eventuali sistemi di monitoraggio per il risparmio idrico. Il nuovo ordinamento colturale prevede la coltivazione di frumento, orzo e soia, l'apporto idrico artificiale verrà garantito durante il periodo di massimo deficit idrico (estivo) mediante un sistema di irrigazione per aspersione, il cui approvvigionamento avverrà tramite la presenza di canali consortili. Al fine di monitorare l'uso della risorsa idrica e quindi monitorare il risparmio idrico derivante dall'installazione dei pannelli APV, potranno essere determinate due aree studio di 4m², posizionate una sotto la fascia ombreggiata ed una nella fascia di pieno campo. Nelle due aree studio, data la configurazione dell'impianto, sarà possibile introdurre la sensoristica necessaria alla determinazione del fabbisogno e deficit idrico della coltura nelle due differenti condizioni di coltivazione.

Le valutazioni agronomiche riguardanti il risparmio idrico derivante dall'installazione di pannelli APV verranno riportate nella Relazione Agronomica, redatta annualmente.

REQUISITO D.2.: Monitoraggio della continuità dell'attività agricola (vedi “Relazione Agronomica.pdf”)

- Esistenza e la resa della coltivazione
- Mantenimento dell'indirizzo produttivo

Al fine di monitorare la continuità dell'attività agricola verrà redatta una relazione agronomica annuale recante indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari). Le indicazioni verranno fornite tramite Fascicolo Aziendale come previsto dalla normativa vigente.

REQUISITO E.1.: Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo (vedi “Relazione Agronomica.pdf)

Tra le maggiori problematiche derivanti dal cambiamento climatico si ha la perdita di fertilità dei suoli, questo fenomeno è determinato da diversi fattori, come l'eccessiva radiazione solare ed i fenomeni legati al ruscellamento. L'introduzione dei pannelli APV potrebbe determinare nel corso della durata dell'impianto un incremento della Sostanza Organica. Il monitoraggio verrà effettuato a cadenza triennale mediante l'analisi chimico-fisica dei campioni di terreno provenienti dalle due aree studio, sotto i pannelli ed in pieno campo.

I parametri analizzati saranno: S.O., Struttura e grado di aggregazione del suolo, Densità apparente, Reazione del suolo, Tessitura, Contenuto in frammenti grossolani e Contenuto in macro e micro nutrienti.

REQUISITO E.2.: Monitoraggio del microclima (vedi “Relazione Agronomica.pdf)

Il monitoraggio del microclima, data la configurazione dell'impianto, potrà essere eseguito mediante l'installazione di apposita sensoristica: sensori PT100 (T°), anemometri (velocità dell'aria) e igrometri/psicrometri, nelle due aree di saggio.

Le valutazioni agronomiche riguardanti il microclima derivante dall'installazione di pannelli APV verranno riportate nella relazione agronomica, redatta annualmente.

REQUISITO E.3.: Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

Al fine di monitorare la resilienza ai cambiamenti climatici, come stabilito dalla Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente DNSH, è prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico futuro in relazioni ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea, nello specifico:

- In fase di progettazione: relazione recante l'analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, individuando le eventuali soluzioni di adattamento;
- In fase di monitoraggio: verifica delle soluzioni di adattamento climatico individuate nella relazione, da parte del soggetto erogatore.

Da quanto sopra esposto, il presente impianto fotovoltaico può essere definito come “impianto agrivoltaico avanzato” in quanto vengono rispettati i requisiti A, B, C, D delle Nuove Linee Guida, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 77 gennaio 2012, n. 1, si può quindi classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.

Il rispetto del requisito E è pre-condizione per l'accesso ai contributi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Si conferma altresì che l'impianto potrà essere predisposto all'implementazione dei sistemi di monitoraggio seguenti:

REQUISITO E.1.: Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo;

REQUISITO E.2.: Monitoraggio del microclima;

REQUISITO E.3.: Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici.

2 TABELLA RIASSUNTIVA IMPIANTO AGRIVOLTAICO

LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI			IMPIANTO AGRIVOLTAICO SITO NEI COMUNI DI CEREGNANO E VILLADOSE (RO)
IMPIANTO AGRIVOLTAICO PNRR			
REQUISITO A	Area A	Sagr $\geq 0,7 \times Stot$	12,7 \geq 11,1
	Area B		8,5 \geq 8,4
	Area C		7,2 \geq 6,4
	Area D		7,8 \geq 7,3
REQUISITO B	Esistenza e resa della coltivazione		Relazione agronomica annuale
	Mantenimento dell'indirizzo produttivo		Indirizzo produttivo medesimo in pre e post APV
REQUISITO B	Area A	Fagri $\geq 0,6 \times FVstd$	19137 \geq 9048
	Area B		15404 \geq 7344
	Area C		11222 \geq 5756
	Area D		14214 \geq 6526
REQUISITO C	h min $\geq 1,3$ m nel caso di attività zootecnica		h min $\geq 2,1$ m
	h min $\geq 2,1$ m nel caso di attività colturale		
REQUISITO D	Monitoraggio del risparmio idrico		Coltivazione in asciutta - Relazione agronomica annuale
	Mantenimento dell'indirizzo produttivo		Relazione agronomica annuale
REQUISITO E	Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo		Analisi chimico-fisiche a cadenza triennale – Relazione agronomica annuale
	Monitoraggio del microclima		Installazione di apposita sensoristica
	Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici		<ul style="list-style-type: none"> • Verifiche e controlli per garantire principio DNSH; • In fase di progettazione: relazione recante l'analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, individuando le eventuali soluzioni di adattamento; • In fase di monitoraggio: verifica delle soluzioni di adattamento climatico individuate nella relazione, da parte del soggetto erogatore.

3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto dovrà integralmente rispettare, salvo esplicite deroghe, le seguenti disposizioni legislative e normative:

- Legge del 1/3/1968, n. 186 - Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 18/10/1977, n. 791 - Attuazione delle Direttive del Consiglio delle Comunità Europee (n°73/23/CEE) relative alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione;
- DPR 27/4/1955, n.547 e successive integrazioni;
- DM 37/08 del 22/01/2008;
- DPR 6/12/1991, n.447 - Regolamento di attuazione della Legge 46 in materia di sicurezza degli impianti;
- Legge n.818 del 7 dicembre 1984 e successivo decreto M.I. del 8 marzo 1985 e successive integrazioni/varianti;
- D.Lgs. del 09/04/2008 n° 81 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
- D.M. 20/02/1992 Approvazione del modello di dichiarazione di conformità dell'impianto alla regola d'arte di cui all'art.7 del regolamento di attuazione del D.M. 37 recante norme per la sicurezza degli impianti;
- D.M. 02/03/2009 Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare;
- D.Lgs. 387/2003 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.M. Sviluppo Economico 10.09.2010 - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
- D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/Ce sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE);
- L.R. Veneto n.17 del 19 Luglio 2022- Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra;
- D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.- Norme in materia ambientale.
- Legge 23 luglio 2009, n. 99 - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Deliberazione 23 luglio 2008 - ARG/elt 99/08 e s.m.i. - Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).

Dovranno essere utilizzati materiali costruiti a regola d'arte, sui quali sia stato apposto l'apposito marchio che ne attesti la conformità; tali materiali dovranno essere esenti da difetti qualitativi e di lavorazione ed essere inoltre adatti all'ambiente in cui verranno installati, avere le caratteristiche necessarie per resistere alle sollecitazioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità a cui potranno essere sottoposti durante l'esercizio. Inoltre per tutti i componenti, per i quali dovrà essere prevista "l'omologazione" secondo le prescrizioni vigenti, dovranno essere forniti i relativi certificati.

Qualora il fornitore non sia in possesso, per determinati apparecchi, del certificato d'omologazione, dovrà essere fornita una dichiarazione, sottoscritta dal fornitore, nella quale lo stesso indichi gli estremi della richiesta d'omologazione e garantisca che l'apparecchio fornito soddisfi a tutti i requisiti prescritti dalla specifica d'omologazione.

Si richiamano di seguito le più ricorrenti Norme UNI e C.E.I. cui far riferimento; l'elenco non ha carattere esaustivo.

3.1 NORME TECNICHE RELATIVE AGLI IMPIANTI AGRIFOTOVOLTAICI

Dovranno essere applicate integralmente le ultime edizioni delle seguenti Norme CEI:

<u>CEI 0-2</u>	Guida per la definizione per la documentazione di progetto degli impianti elettrici;
<u>CEI 0-16</u>	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica
<u>CEI 11-16</u>	Lavori sotto tensione - Attrezzi di lavoro a mano per tensioni fino a 1000Vca e 1500Vcc;
<u>CEI 11-20</u>	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
<u>CEI 11-27</u>	Lavori su impianti elettrici;
<u>CEI 11-48</u>	Esercizio degli impianti elettrici;
<u>CEI 17-5</u>	Apparecchiature a bassa tensione - Parte 2: Interruttori automatici;
<u>CEI 17-11</u>	Apparecchiature a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
<u>CEI 20-40</u>	Guida per l'uso dei cavi a bassa tensione;
<u>CEI 20-45</u>	Cavi isolati con mescola elastomerica, resistenti al fuoco, non propaganti l'incendio, senza alogeni (LSOH) con tensione nominale 0,6/1kV;
<u>CEI 20-67</u>	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1kV;
<u>CEI 23-3/1</u>	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte I: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata;
<u>CEI 23-51</u>	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
<u>CEI 23-80</u>	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte I: Prescrizioni generali;
<u>CEI 32-1</u>	Fusibili a tensione non superiore a 1kVca e 1,5kVcc - Parte I: Prescrizioni generali;
<u>CEI 64-8</u>	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1kVca e 1,5kVcc;

<u>CEI 81-10</u>	Protezione contro i fulmini;
<u>CEI 82-1</u>	Dispositivi fotovoltaici - Parte I: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
<u>CEI 82-3</u>	Dispositivi fotovoltaici - Parte III: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
<u>CEI 82-8</u>	Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri - qualifica del progetto ed omologazione del tipo;
<u>CEI 82-22</u>	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
<u>CEI 82-25</u>	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
<u>CEI 82-27</u>	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte I: Prescrizioni per la costruzione;
<u>CEI 82-28</u>	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte II: Prescrizioni per le prove.
<u>CEI EN 61439-1</u>	Apparecchiature assiegate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

4 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Di seguito si riportano i principali dati relativi alla società proponente:

Dati società

- Denominazione: AIEM GREEN S.r.l.
- Sede legale: Viale C. Alleati d'Europa 9/G, 45100 Rovigo (RO)
- CF/Partita IVA: 01627270299

Dati legale rappresentante

- Nome e cognome: Elia Corrado Lubian
- Luogo e data di nascita: Rovigo (RO) 03/11/1964
- Codice fiscale: LBNLRR64S03H620U

Si sottolinea che il proponente si avvale del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale di cui all'Art.23 D.Lgs.152/2006, per l'autorizzazione delle opere previste e necessarie alla connessione; pertanto la richiesta di autorizzazione alla costruzione dovrà essere rilasciata a favore di AIEM GREEN S.r.l. mentre l'autorizzazione all'esercizio degli elettrodotti dovrà essere rilasciata a favore di E-Distribuzione S.p.A., tali opere saranno comprese nella rete di distribuzione del gestore e quindi saranno acquisite al patrimonio di E-Distribuzione S.p.A., e verranno utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica di cui E-Distribuzione S.p.A. è concessionaria.

Si rimarca inoltre, che in caso di dismissione dell'impianto di produzione di energia elettrica della società AIEM GREEN s.r.l., gli impianti di rete di proprietà di E-Distribuzione S.p.A. non saranno dismessi ed E-Distribuzione S.p.A. non avrà alcun obbligo di ripristino dello stato dei luoghi.

5 AREE DI INTERVENTO

Le aree dove verrà realizzato l'impianto agrifotovoltaico di progetto sono individuate catastalmente al Censuario del Comune di Villadose (RO) e al Censuario del Comune di Ceregnano (RO):

- **AREA A** Comune di Villadose (RO) sezione A foglio 26 particelle 58, 66, 77 e sezione A foglio 27 particelle 44, 45, 54, 55, 57, 58, 60, 61, 77, 83;
- **AREA B** Comune di Villadose (RO) sezione A foglio 24 particelle 51,60, 62, 134, 135, 136, 137, 138, 186, 187 e sezione A foglio 25 particelle 230, 568;
- **AREA C** Comune di Ceregnano (RO) sezione A foglio 11 particelle 2, 189;
- **AREA D** Comune di Ceregnano (RO) sezione A foglio 11 particella 191.

5.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA A

Il seguente paragrafo ha lo scopo di illustrare come il progetto dell'Area A, posto nella parte sud-est del Comune di Villadose, si inserisca in riferimento ai principali strumenti di pianificazione territoriale.

PIANO DEGLI INTERVENTI

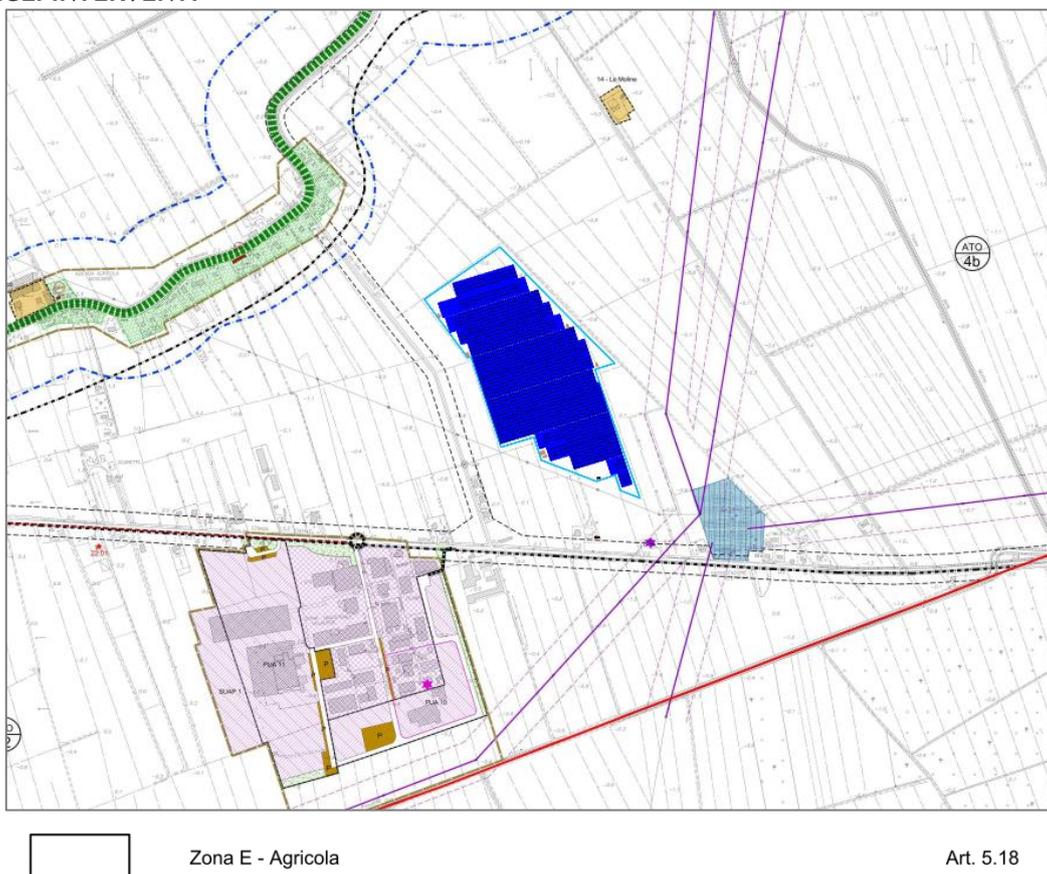
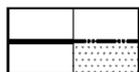
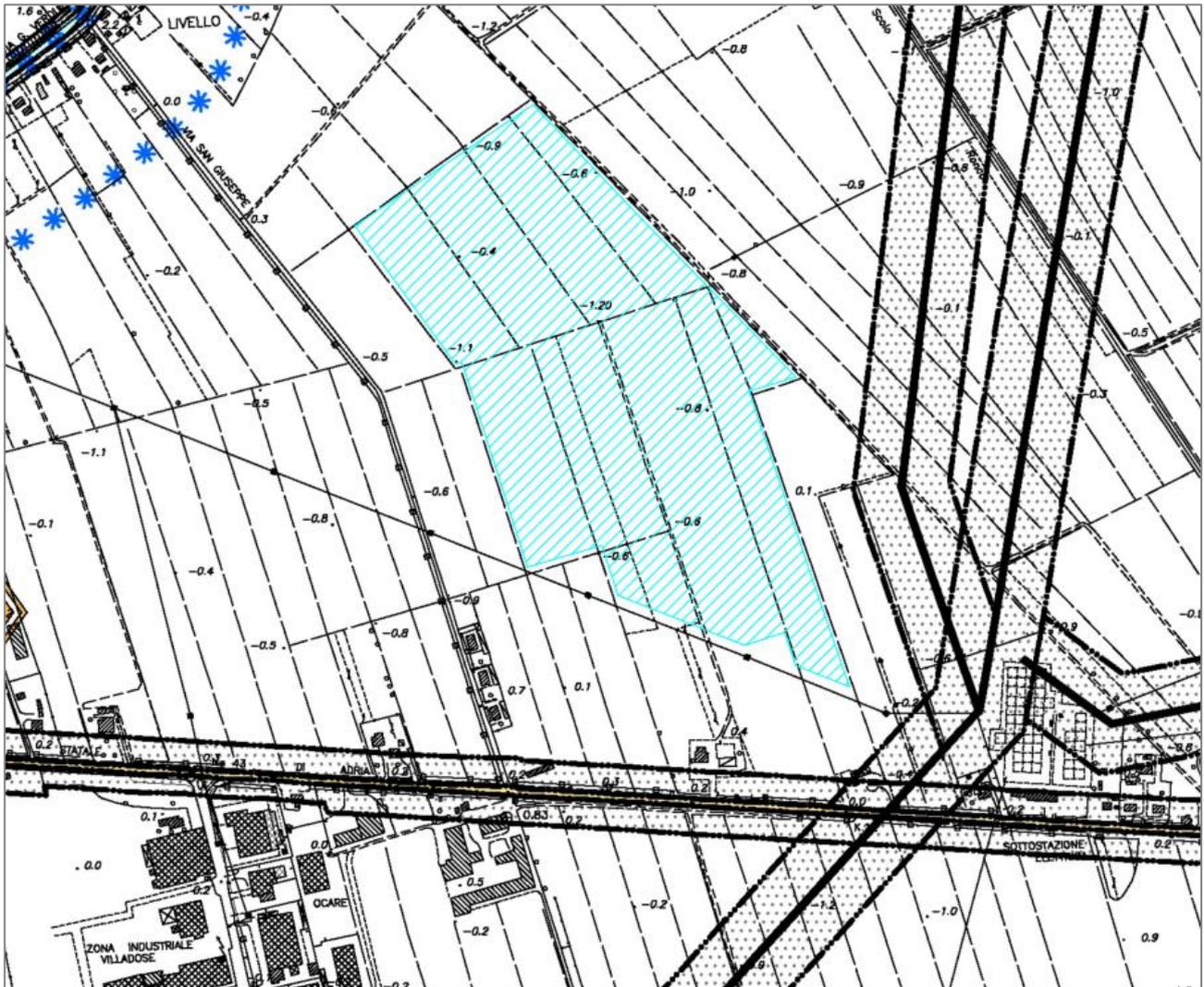


Figura 1 - ESTRATTO P.I. COMUNE DI VILLADOSE - VARIANTE n.1 - ELABORATO 3.2 - ZONIZZAZIONE E VINCOLI

In riferimento al Piano degli Interventi del Comune di Villadose e in particolare l'elaborato 3.2 - *Zonizzazione e Vincoli*, l'Area A di progetto si trova all'interno della *Zona E - Agricola* di cui all'art. 5.18 delle Norme Tecniche Operative, che risulta essere una destinazione d'uso compatibile con la realizzazione di un impianto agrivoltaico.

PIANO DI ASSETTO DEL TERRITORIO



Elettrodotti - Fasce di rispetto

Art. 17

Figura 2 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE - Tavola 01 - Carta dei vincoli e della pianificazione territoriale

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose e in particolare la *Tavola 01 - Carta dei vincoli e della pianificazione territoriale*, l'Area A di progetto si trova all'esterno delle fasce di rispetto degli elettrodotti ad alta tensione situati nelle vicinanze di cui all'art. 17 delle Norme Tecniche di Attuazione. Ad ogni modo l'impianto agrivoltaico non prevede la permanenza di persone superiore a

quattro ore e comunque risulta al di fuori delle fasce di rispetto, quindi la presenza degli elettrodotti non costituirebbe vincolo alla costruibilità.



Elementi lineari
 (corso Adigetto, Valdentro, Bresega, doppi filari di platani lungo SR 443)

Figura 3 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE (RO) - Tavola 02 Carta delle Invarianti

In riferimento alla *Tavola 02 - Carta delle Invarianti* del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area A di progetto si trova nei pressi della Strada Regionale 443 caratterizzata dalla presenza di doppi filari di platani. Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto in prossimità di tale ambito si rimanda alla Relazione Paesaggistica allegata alla presente pratica autorizzativa.

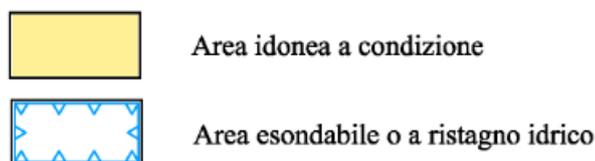
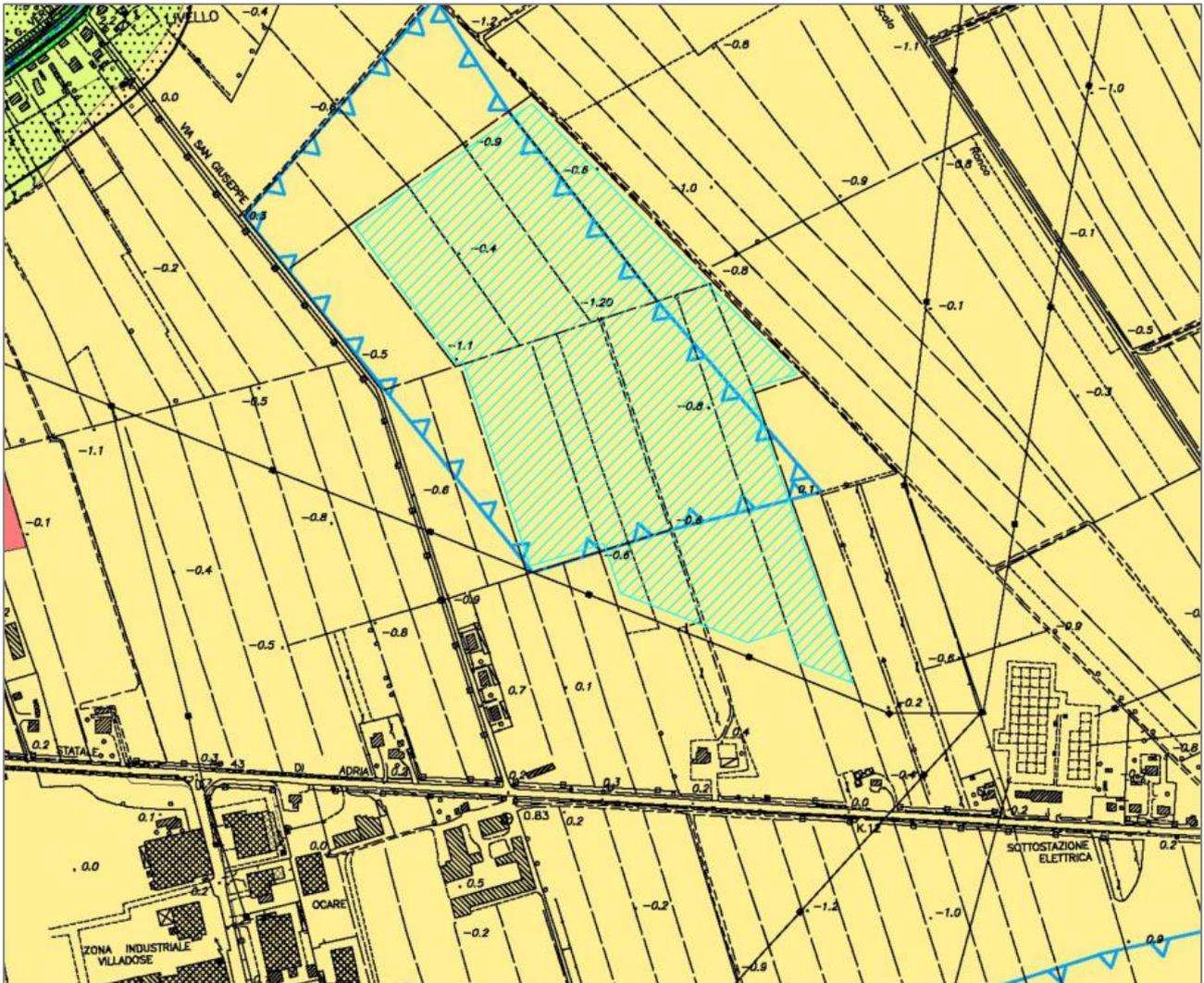


Figura 4 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE (RO) - Tavola 03 Carta delle Fragilità

In riferimento alla *Tavola 03 - Carta delle Fragilità* del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area A di progetto è localizzata all'interno dell'ambito "Area idonea a condizione" per quanto riguarda la compatibilità geologica, ed è parzialmente caratterizzata dalla presenza di un'Area esondabile o a ristagno idrico. Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto in riferimento agli aspetti geologici e idraulici, si rimanda agli elaborati relativi alla Valutazione di compatibilità idraulica e alla Relazione di compatibilità geologica allegati alla presente pratica autorizzativa.



Infrastrutture di maggior rilevanza

Art. 40

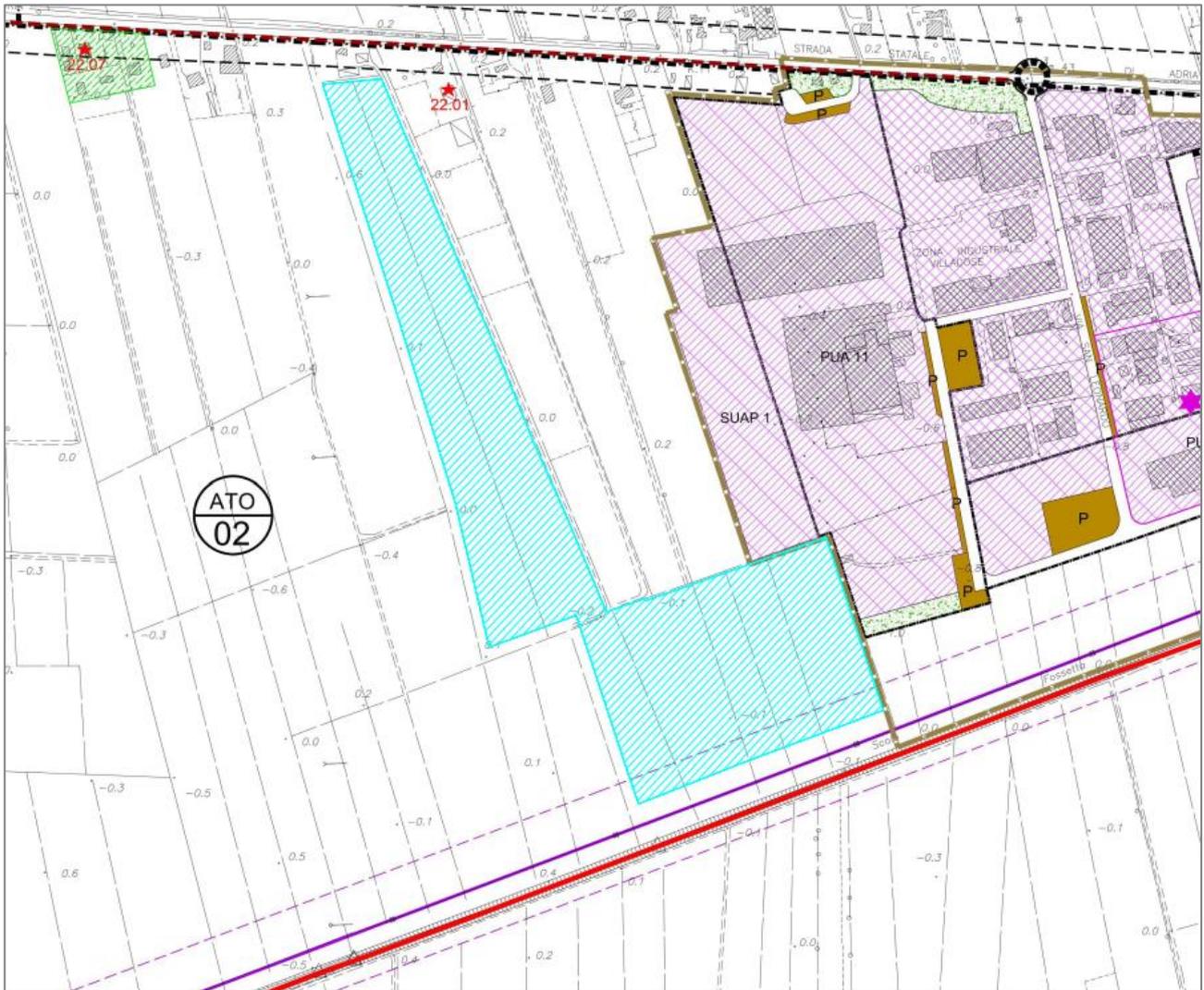
Figura 5 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE - Tavola 04 Carta della Trasformabilità

In riferimento alla *Tavola 04 - Carta delle Trasformabilità* del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area A di progetto è localizzata nei pressi della Strada Regionale 443 "Rovigo-Adria", classificata come infrastruttura di maggior rilevanza dall'art. 40 delle Norme Tecniche di Attuazione. Gli interventi edificatori previsti per la realizzazione dell'impianto non sono interferenti con la viabilità esistente, per quanto concerne invece l'elettrodotto di connessione si rimanda agli elaborati di progetto relativi alla richiesta di autorizzazione allo scavo.

5.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA B

Il seguente paragrafo ha lo scopo di illustrare come il progetto dell'Area B, posto nella parte meridionale del Comune di Villadose, si inserisca in riferimento ai principali strumenti di pianificazione territoriale.

PIANO DEGLI INTERVENTI



	Zona E - Agricola	Art. 5.18
	Elettrodotti e fascia di rispetto	Art. 6.8

Figura 6 - ESTRATTO P.I. COMUNE DI VILLADOSE - VARIANTE n.1 - ELABORATO 3.2 - ZONIZZAZIONE E VINCOLI

In riferimento al Piano degli Interventi del Comune di Villadose e in particolare l'elaborato 3.2 - *Zonizzazione e Vincoli*, l'Area B di progetto si trova all'interno della *Zona E - Agricola* di cui all'art. 5.18 delle Norme Tecniche Operative, che risulta essere una destinazione d'uso compatibile con la realizzazione di un impianto agrivoltaico. La parte sud dell'area di intervento è situata parzialmente

Attuazione. Come già affermato precedentemente, all'interno di tale fascia verrà collocata solo la recinzione con le relative opere di mitigazione, mentre i moduli fotovoltaici saranno posti al di fuori di tale fascia. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla tavola Interferenze allegata alla presente pratica autorizzativa. Ad ogni modo l'impianto agrifotovoltaico non prevede la permanenza di persone superiore a quattro ore, quindi la presenza degli elettrodotti non costituirebbe vincolo alla costruibilità.



Elementi lineari
 (corso Adigetto, Valdentro, Bresega, doppi filari di platani lungo SR 443)

Figura 8 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE - Tavola 02 Carta delle Invarianti

In riferimento alla Tavola 02 - Carta delle Invarianti del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area B di progetto si trova nei pressi della Strada Regionale 443 caratterizzata dalla presenza di doppi filari di platani. Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto

in prossimità di tale ambito si rimanda alla Relazione Paesaggistica allegata alla presente pratica autorizzativa.

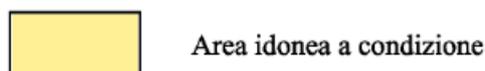
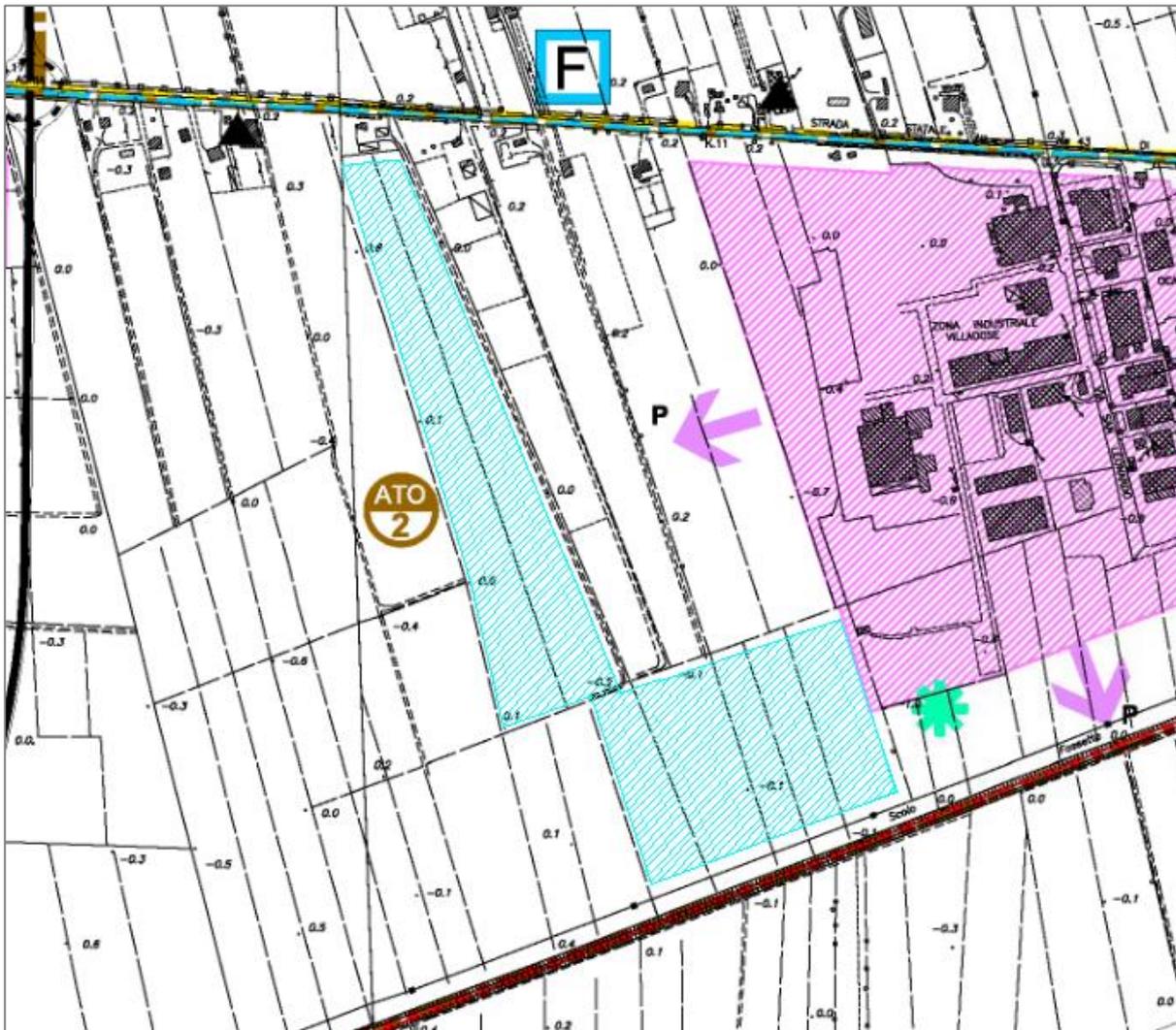


Figura 9 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE - Tavola 03 Carta delle Fragilità

In riferimento alla *Tavola 03 - Carta delle Fragilità* del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area B di progetto è localizzata all'interno dell'ambito "Area idonea a condizione" per quanto riguarda la compatibilità geologica. Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto in riferimento agli aspetti geologici e idraulici, si rimanda agli elaborati relativi alla Valutazione di compatibilità idraulica e alla Relazione di compatibilità geologica allegati alla presente pratica autorizzativa.



Infrastrutture di maggior rilevanza

Art. 40



Linee preferenziali di sviluppo produttivo

Art. 38

Figura 10 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI VILLADOSE - Tavola 04 Carta della Trasformabilità

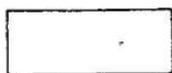
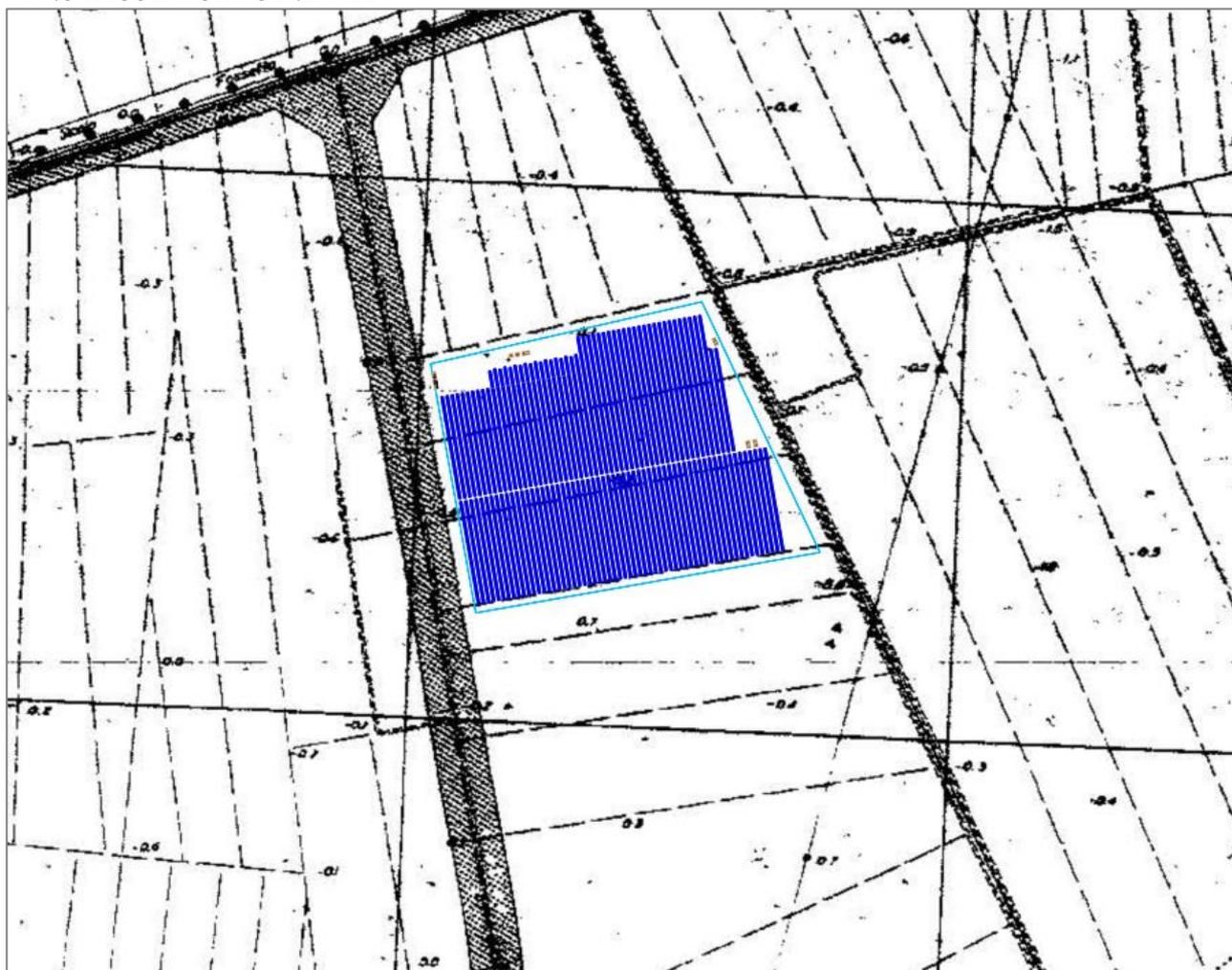
In riferimento alla *Tavola 04 - Carta delle Trasformabilità* del Piano di Assetto del Territorio del Comune di Villadose, l'Area B di progetto è localizzata nei pressi della Strada Regionale 443 "Rovigo-Adria", classificata come infrastruttura di maggior rilevanza dall'art. 40 delle Norme Tecniche di Attuazione. Gli interventi edificatori previsti per la realizzazione dell'impianto non sono interferenti con la viabilità esistente, per quanto concerne invece l'elettrodotto di connessione si rimanda agli elaborati di progetto relativi alla richiesta di autorizzazione allo scavo.

L'area di intervento si trova inoltre lungo le linee preferenziali previste per lo sviluppo produttivo.

5.3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA C

Il seguente paragrafo ha lo scopo di illustrare come il progetto dell'Area C, posto nella parte nord del Comune di Ceregnano, si inserisca in riferimento ai principali strumenti di pianificazione territoriale.

PIANO REGOLATORE GENERALE

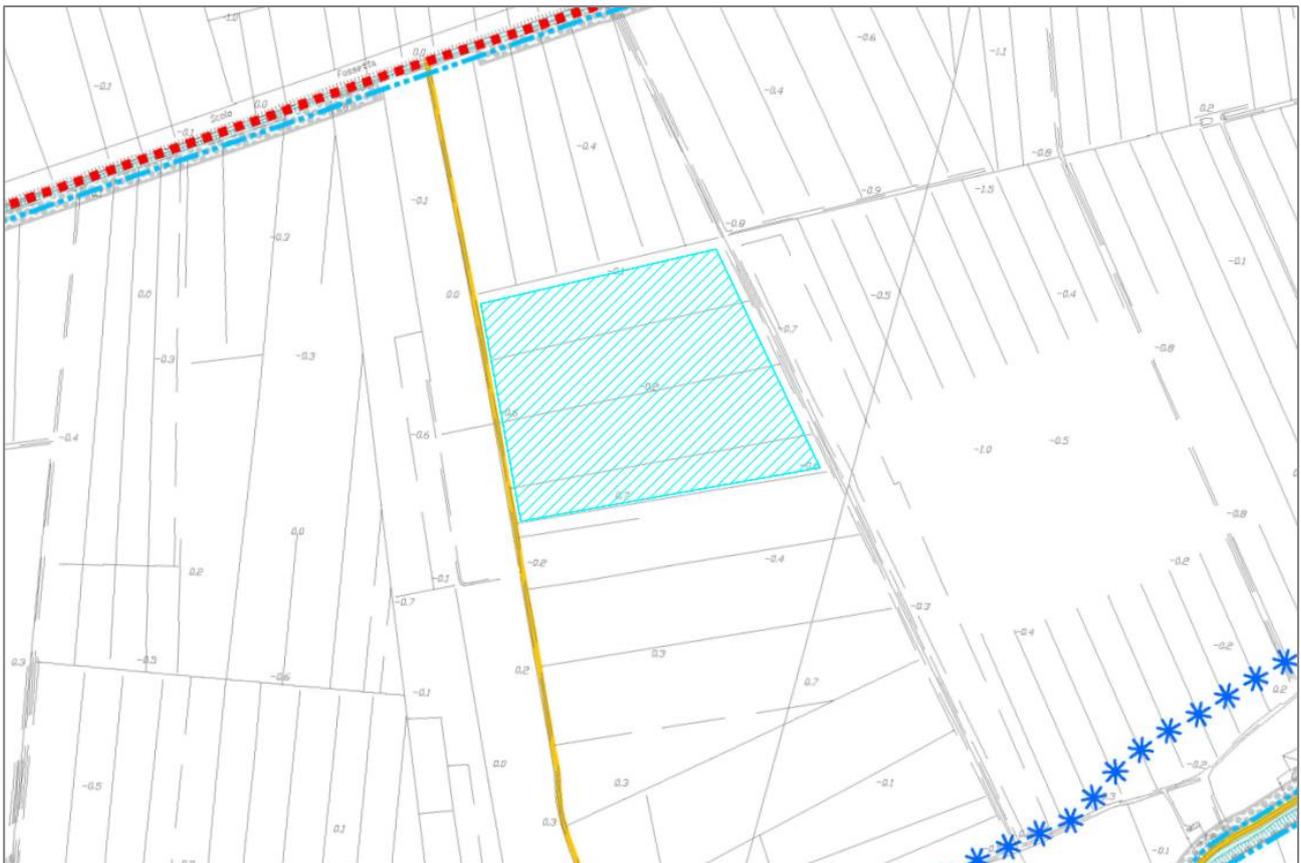


ZONA E2 – ZONE DI PRIMARIA IMPORTANZA PER LA FUNZIONE AGRICOLO-PRODUTTIVA

Figura 11 - Estratto Variante al P.R.G. Comune di Ceregnano

In riferimento alla variante 1/98 del Piano Regolatore Generale del Comune di Ceregnano, l'Area C di progetto si trova all'interno della Zona E2 - Zona di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva di cui all'art. 3 delle Norme Tecniche di Attuazione - allegato B, che risulta essere una destinazione d'uso compatibile con la realizzazione di un impianto agrivoltaico.

PIANO DI ASSETTO DEL TERRITORIO



Viabilità/Fasce di rispetto

Art. 9.8

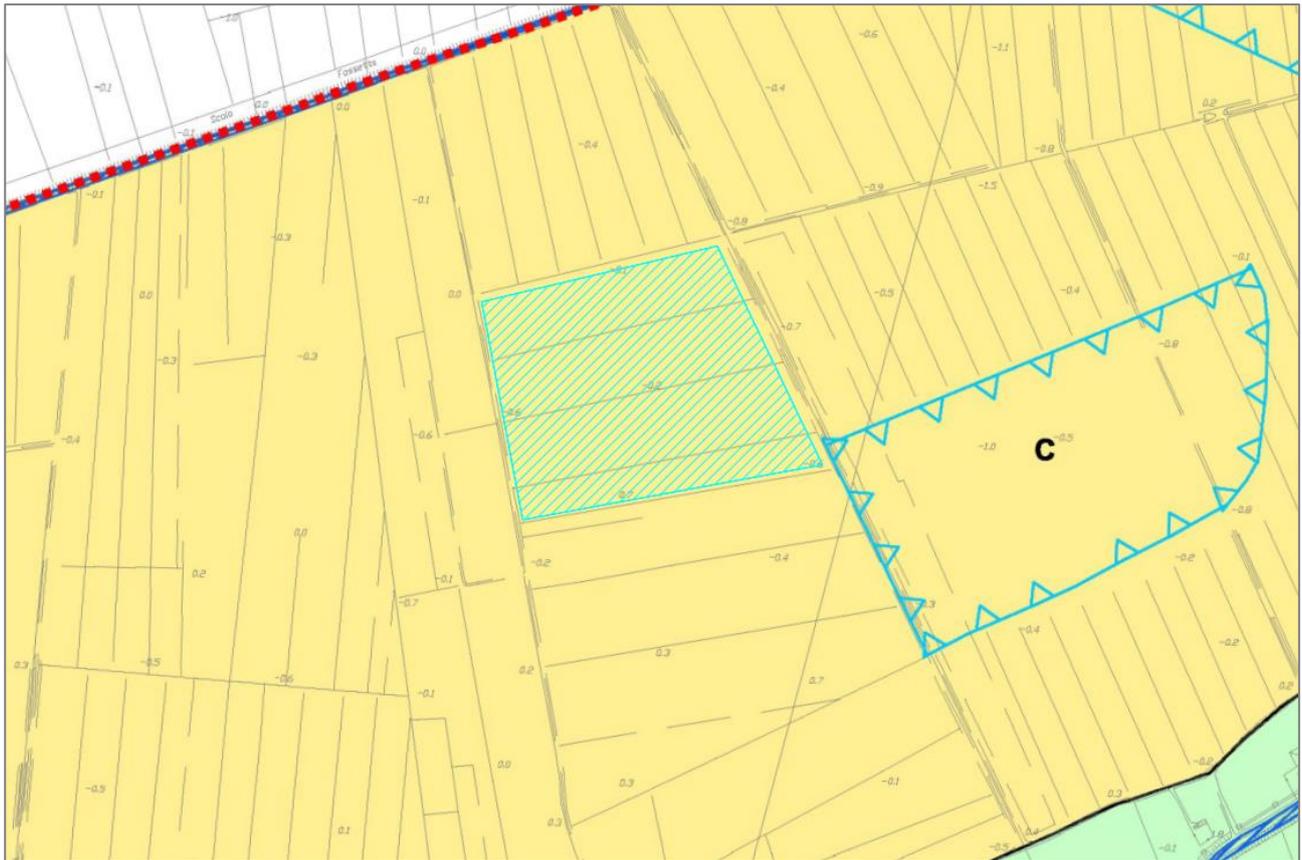
Figura 12 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 1 - Carta dei Vincoli e della Pianificazione Territoriale

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 1 - Carta dei vincoli e della pianificazione territoriale*, l'Area C di progetto confina ad ovest con la viabilità di progetto prevista dagli strumenti urbanistici ma attualmente non realizzata.



Figura 13 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 2 - Carta delle Invarianti

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 2 - Carta delle invarianti*, l'Area C di progetto non ricade all'interno di invarianti evidenziate dalla pianificazione territoriale.

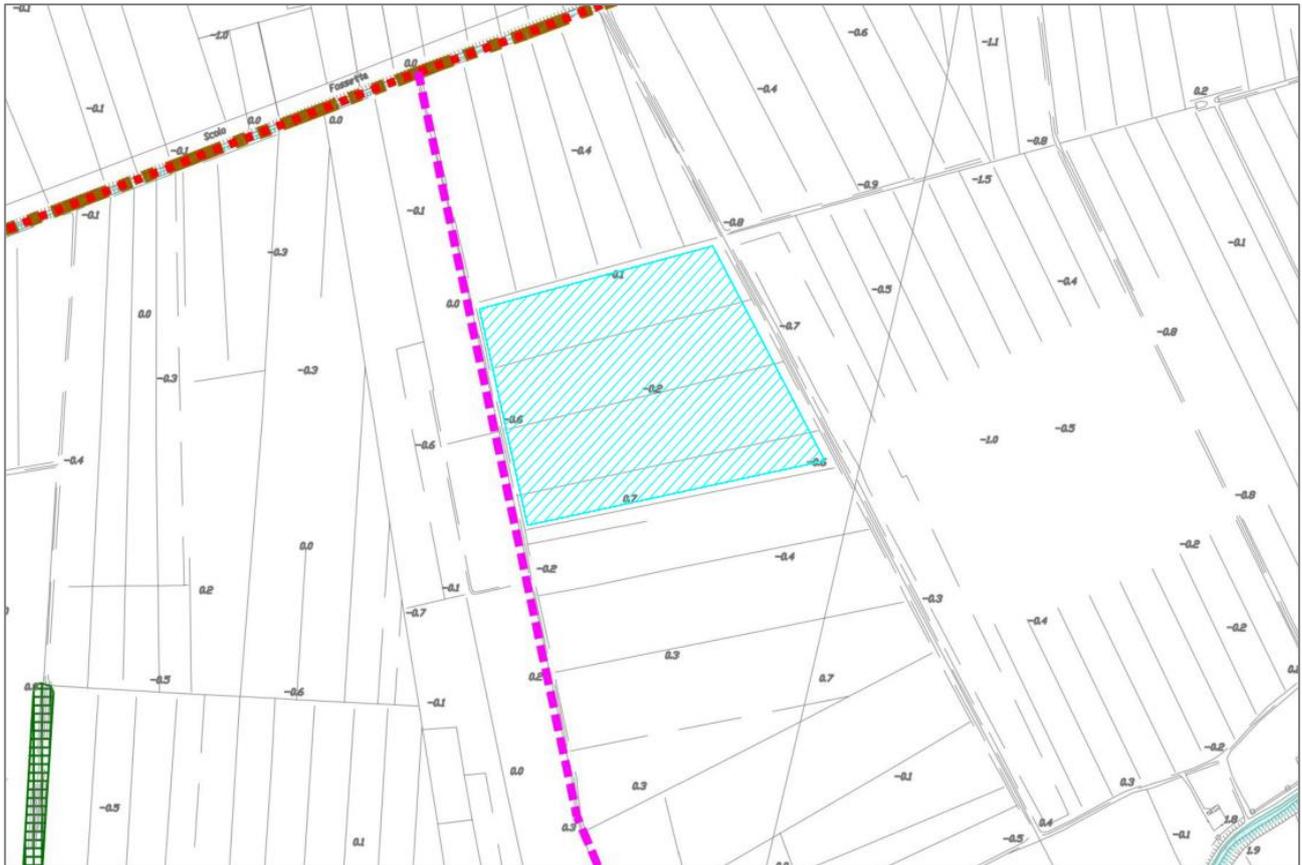


Area idonea a condizione
A) per siti sospetti da telerilevamento
B) per siti sospetti da fotointerpretazione
C) per dissesto idrogeologico

Art. 13.2

Figura 14 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 3 - Carta delle fragilità

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 3 - Carta delle fragilità*, l'Area C di progetto è localizzata all'interno dell'ambito "Area idonea a condizione per dissesto idrogeologico". Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto in riferimento agli aspetti geologici e idraulici, si rimanda agli elaborati relativi alla Valutazione di compatibilità idraulica e alla Relazione di compatibilità geologica allegati alla presente pratica autorizzativa.



Direttrici preferenziali per l'organizzazione delle connessioni extraurbane - viabilità di progetto

Art. 18.1

Figura 15 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 4 - Carta delle Trasformabilità

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 4 - Carta delle trasformabilità*, l'Area C confina ad ovest con la viabilità di progetto inclusa tra le "direttrici preferenziali per l'organizzazione delle connessioni extraurbane - viabilità di progetto" di cui all'art. 18.1 delle Norme Tecniche nel quale viene riportato "tracciati indicativi in recepimento a progetti "avanzati" o di previsioni di PAT per la definizione di tratti di viabilità extraurbana che integrano e completano l'assetto della mobilità di livello territoriale i cui tracciati, in accordo con gli enti e autorità competenti, potranno essere meglio precisati in sede di PI, anche in modifica e/o integrazione, garantendo la funzione ad essi attribuiti senza che ciò comporti variante al PAT. In particolare il PAT indica: [...] una nuova viabilità di collegamento tra Pezzoli e la zona industriale di Villadose;".

5.4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE AREA D

Il seguente paragrafo ha lo scopo di illustrare come il progetto dell'Area D, posto nella parte nord del Comune di Ceregnano, si inserisca in riferimento ai principali strumenti di pianificazione territoriale.

PIANO REGOLATORE GENERALE

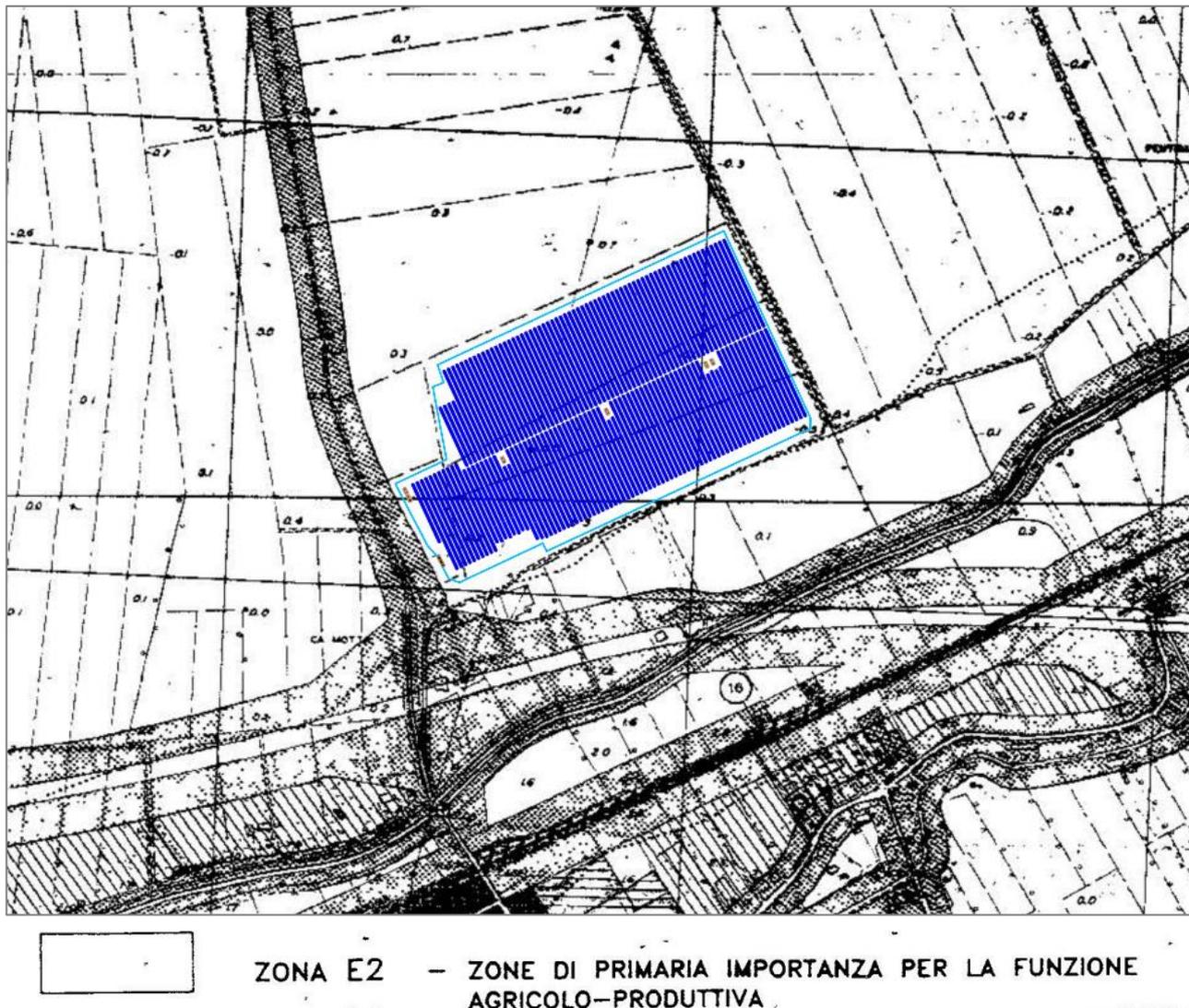
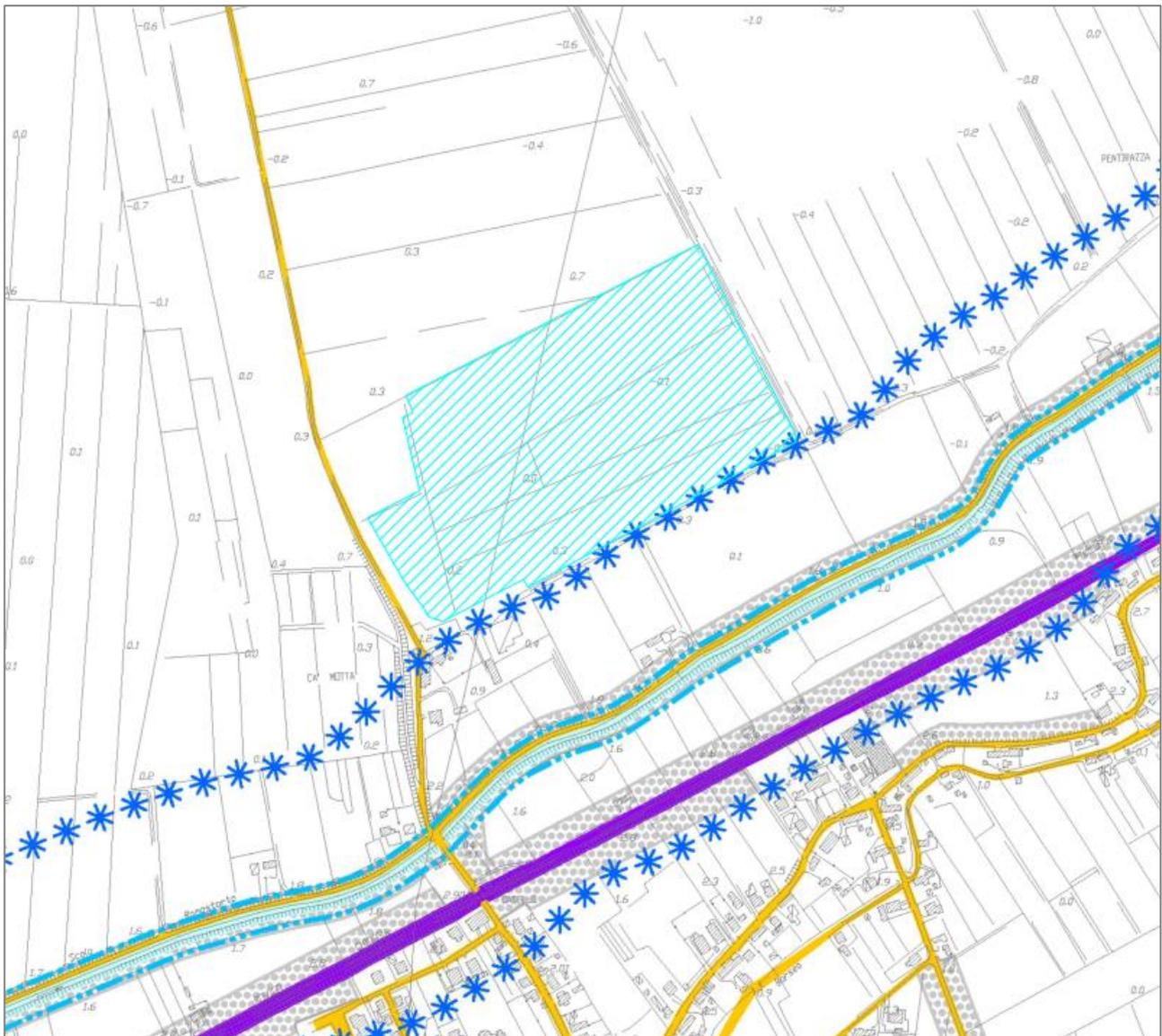


Figura 16 - Estratto Variante al P.R.G. Comune di Ceregnano

In riferimento alla variante 1/98 del Piano Regolatore Generale del Comune di Ceregnano, l'Area D di progetto si trova all'interno della Zona E2 - Zona di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva di cui all'art. 3 delle Norme Tecniche di Attuazione - allegato B, che risulta essere una destinazione d'uso compatibile con la realizzazione di un impianto agrivoltaico.

PIANO DI ASSETTO DEL TERRITORIO



Vincolo paesaggistico - Corsi d'acqua

Art. 7.1

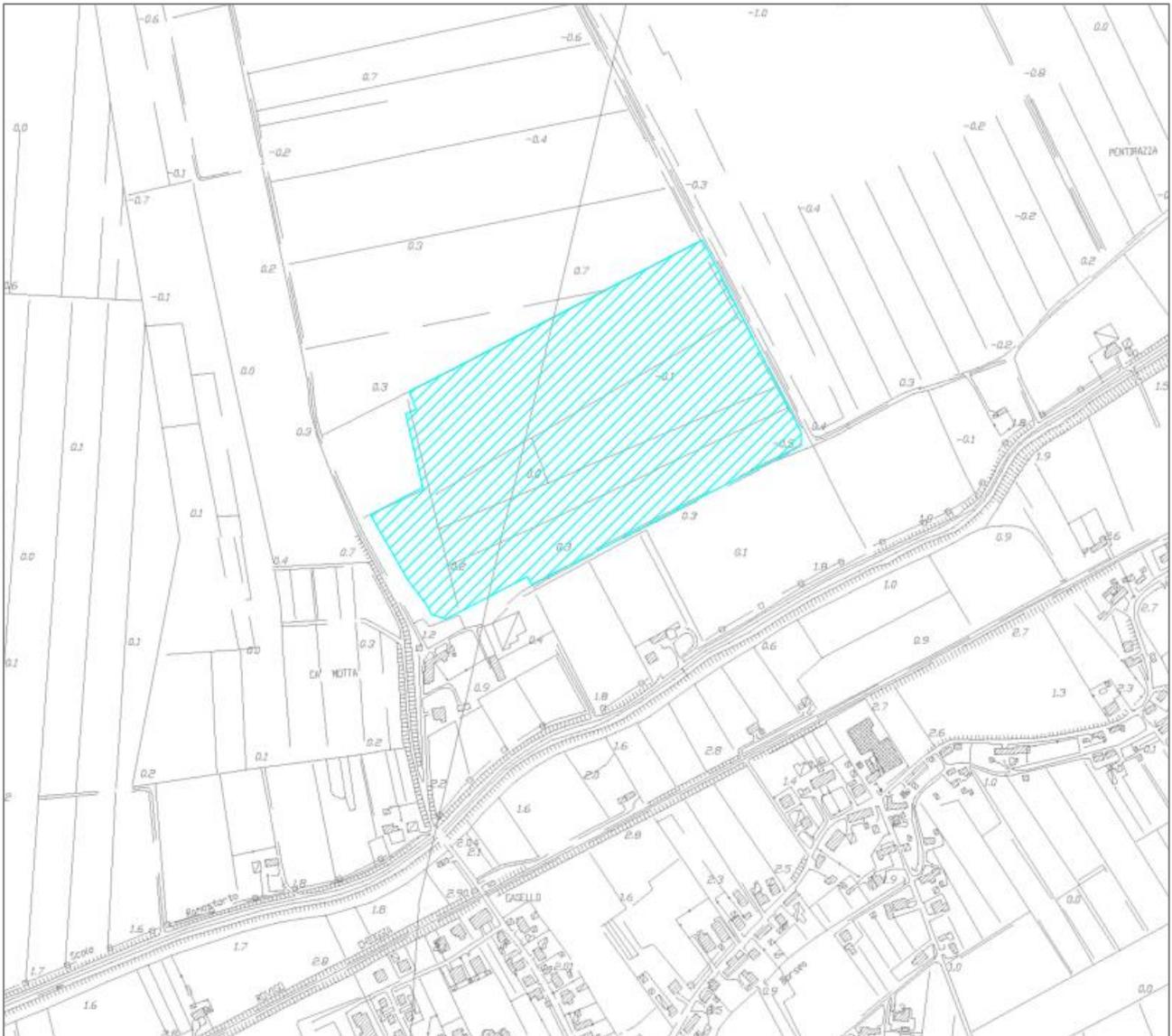


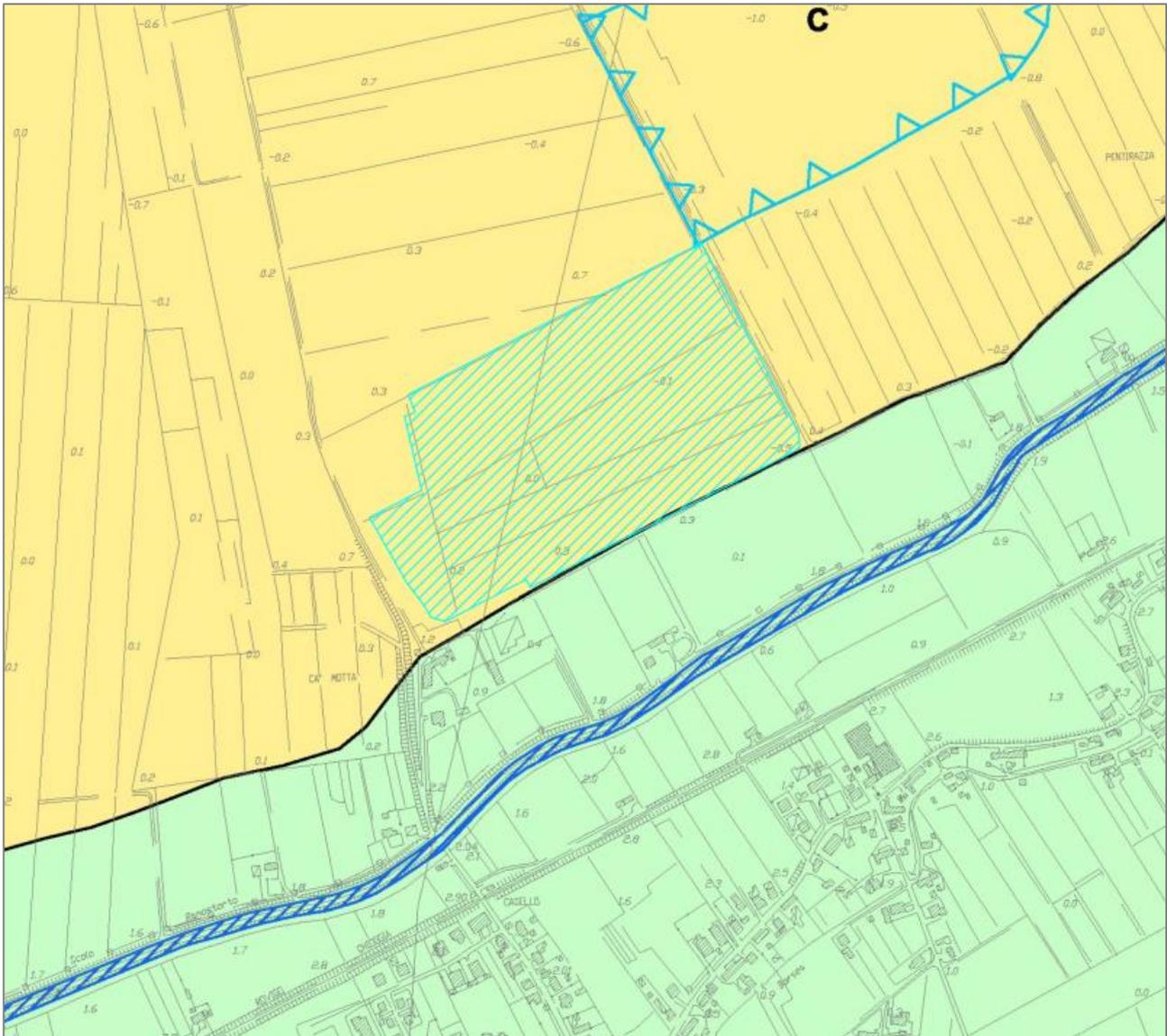
Viabilità/Fasce di rispetto

Art. 9.8

Figura 17 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 1 - Carta dei Vincoli e della Pianificazione Territoriale

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 1 - Carta dei vincoli e della pianificazione territoriale*, l'Area D di progetto confina ad ovest con la viabilità di progetto prevista dagli strumenti urbanistici ma attualmente non realizzata; risulta inoltre essere posta all'esterno della fascia di vincolo paesaggistico dei corsi d'acqua.



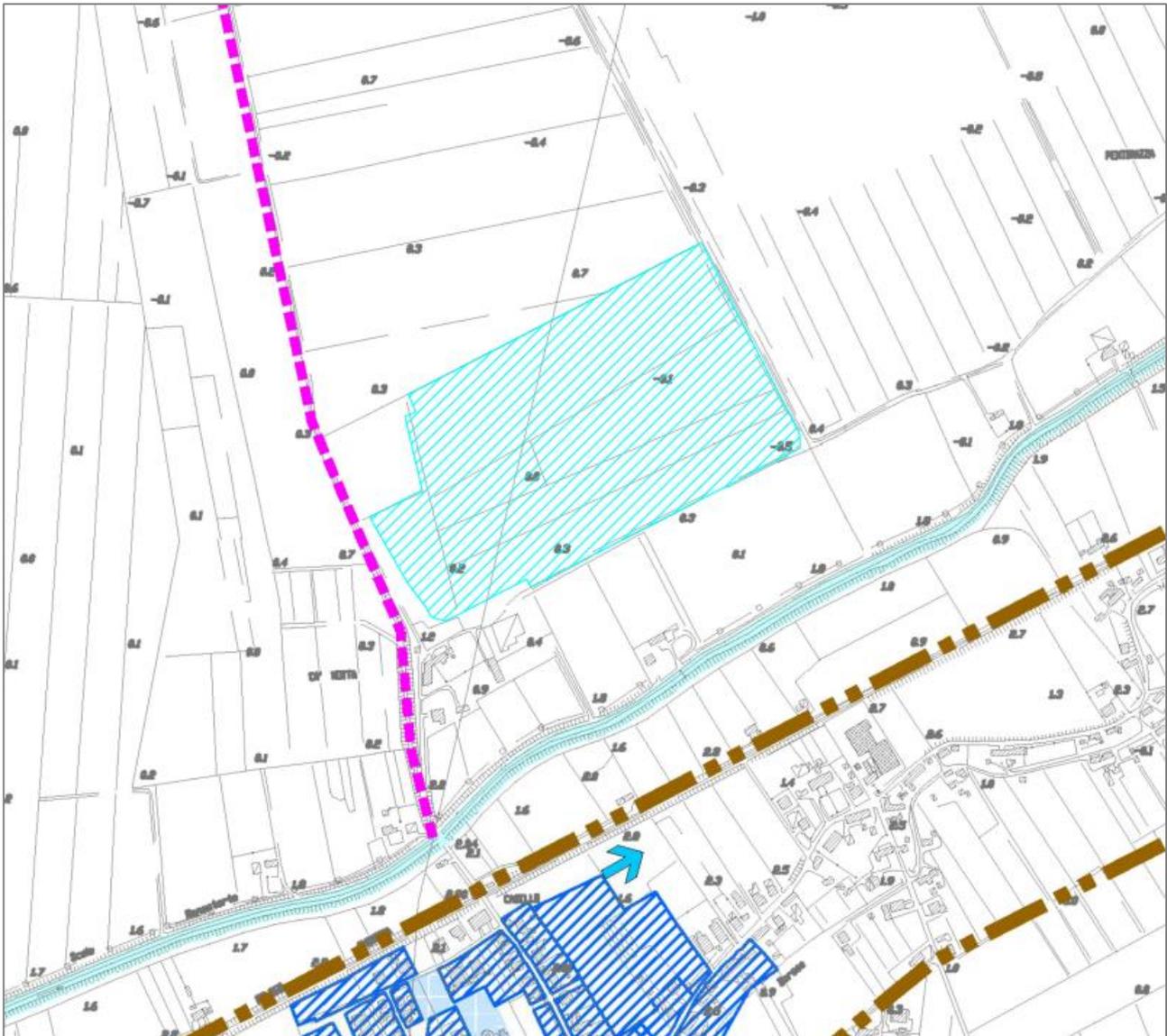


Area idonea a condizione
A) per siti sospetti da telerilevamento
B) per siti sospetti da fotointerpretazione
C) per dissesto idrogeologico

Art. 13.2

Figura 19 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 3 - Carta delle fragilità

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 3 - Carta delle fragilità*, l'Area D di progetto è localizzata all'interno dell'ambito "Area idonea a condizione per dissesto idrogeologico". Per maggiori approfondimenti inerenti alla realizzazione delle opere di progetto in riferimento agli aspetti geologici e idraulici, si rimanda agli elaborati relativi alla Valutazione di compatibilità idraulica e alla Relazione di compatibilità geologica allegati alla presente.



Direttrici preferenziali per l'organizzazione delle connessioni extraurbane - viabilità di progetto

Art. 18.1

Figura 20 - ESTRATTO P.A.T. COMUNE DI CEREGNANO - Tavola 4 - Carta delle Trasformabilità

In riferimento al Piano di Assetto del Territorio del Comune di Ceregnano e in particolare la *Tavola 4 - Carta delle trasformabilità*, l'Area D confina ad ovest con la viabilità di progetto inclusa tra le "direttrici preferenziali per l'organizzazione delle connessioni extraurbane - viabilità di progetto" di cui all'art. 18.1 delle Norme Tecniche nel quale viene riportato "tracciati indicativi in recepimento a progetti "avanzati" o di previsioni di PAT per la definizione di tratti di viabilità extraurbana che integrano e completano l'assetto della mobilità di livello territoriale i cui tracciati, in accordo con gli enti e autorità competenti, potranno essere meglio precisati in sede di PI, anche in modifica e/o integrazione, garantendo la

funzione ad essi attribuiti senza che ciò comporti variante al PAT. In particolare il PAT indica: [...] una nuova viabilità di collegamento tra Pezzoli e la zona industriale di Villadose;”.

P.T.C.P. PROVINCIA DI ROVIGO



-  Aree boscate di particolare valenza ambientale e naturalistica
-  Altre aree boscate

Figura 21 - Estratto P.T.C.P. Provincia di Rovigo - Elaborato 3 Sistema Ambientale Naturale

In riferimento al P.T.C.P. della Provincia di Rovigo e in particolare l'elaborato 3 - *Sistema Ambientale Naturale*, l'Area D di progetto è localizzata nei pressi di un'area boscata di particolare valenza ambientale e naturalistica. Il progetto non andrà ad interferire o modificare tali alberature, trovandosi all'esterno dell'area di intervento.

6 IPOTESI DI ACCESSO

Per permettere l'accesso alle aree d'impianto per gli impianti siti nelle aree A e B nel Comune di Villadose i mezzi raggiunta la rotonda della zona produttiva di Villadose (incrocio con S.P. 31), proseguono sulla S.R. 443 fino a raggiungere gli accessi delle aree A e B; per l'accesso alle aree C e D sono state previste invece due ipotesi.

Nella prima ipotesi, i mezzi, raggiunta la rotonda della zona produttiva di Villadose (incrocio con S.P. 31.), proseguono sulla S.R. 443. Per raggiungere l'accesso degli impianti C e D, i mezzi devono inserirsi sulla destra sulla strada della lottizzazione industriale, Via San Leonardo, e proseguire su Via del lavoro fino a raggiungere l'estremo Sud della zona produttiva, da dove partirà la nuova strada sterrata di larghezza 6 m che attraverso un ponte carrabile di nuova realizzazione garantirà l'accesso alle due aree.

La realizzazione della strada sterrata interesserà il mappale nel Comune di Villadose foglio 25 particella 562, mentre nel Comune di Ceregnano saranno interessati i mappali foglio 11 particelle 409, 408, 411, 189; la realizzazione del ponte carrabile interesserà l'attraversamento dello Scolo Fossetta in gestione al Consorzio di Bonifica Adige Po.

Nella seconda ipotesi, si prevede l'accesso tramite la Strada Provinciale 31 in direzione Lama Polesine, dove continua su Via Boito verso Est, fino a svoltare a sinistra su Via Rossini proseguendo in direzione Nord si attraverserà il ponte sullo scolo consortile Ramostorto, il quale sarà oggetto di opera di rinforzo per permettere l'attraversamento dei mezzi; proseguendo verrà realizzata una strada sterrata di larghezza 6 m.

La realizzazione della strada sterrata interesserà i seguenti mappali nel Comune di Ceregnano foglio 11 particelle 294, 210, 291, 286, 335, 191, 119, 190, 189.

Entrambi le ipotesi prevedono la realizzazione di una strada sterrata di 6 m di larghezza che permetterà il collegamento tra le aree C e D, la realizzazione della strada sterrata interesserà i mappali nel Comune di Ceregnano foglio 11 particelle 189, 190, 119, 191.

Si precisa come parte dell'ipotesi 1 e la totalità dell'ipotesi 2 siano già presenti nel P.A.T. Tavola 4 - Carta delle Trasformabilità del Comune di Ceregnano, indicate con linea magenta tratteggiata avente descrizione "Direttici preferenziali per l'organizzazione delle connessioni extraurbane Art. 18.1".

Nelle Norme Tecniche approvate nel Comune di Ceregnano all'Art. 18.1 viene indicata tale soluzione come "nuova viabilità di collegamento tra Pezzoli e la zona industriale di Villadose.

7 ILLUSTRAZIONE DEI CRITERI PROGETTUALI LEGATI AI TERRENI

I terreni in questione si presentano con una conformazione prevalentemente pianeggiante senza inclinazioni rilevanti. Il posizionamento della potenza fotovoltaica sarà quindi studiato in base alle caratteristiche dei terreni facendo attenzione che tutte le stringhe afferenti allo stesso inverter di stringa presentino le stesse condizioni di irraggiamento.

Il posizionamento delle apparecchiature e delle strutture dell'impianto, nonché il tracciamento delle opere edili, sarà eseguito a partire dalle superfici complessivamente disponibili nei lotti di proprietà. Per l'effettiva individuazione delle parti di terreno idonee si è tenuto in considerazione la presenza di:

- Aree con pendenza troppo accentuata;
- Aree sottoposte a vincoli;
- Aree accidentate di altra natura.

Sono previsti quattro punti di accesso all'impianto, tramite cancello di adeguata ampiezza, in modo da permettere l'accesso di mezzi per eventuali manutenzioni. Le cabine elettriche bt/MT saranno posizionate in prossimità della recinzione per permettere l'ingresso dall'esterno del personale dell'ente distributore, tenendo conto della viabilità di accesso e del punto di connessione alla rete e, ove possibile, del principio di equidistanza.

7.1 STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture di sostegno saranno realizzate in modo da contenere al minimo le opere civili, tenendo però conto del peso dei moduli, del contributo del terreno, dell'azione del vento nei siti di installazione (sia per la pressione che per la depressione sulle strutture) e del peso delle eventuali precipitazioni nevose che andranno ad insistere sulla superficie dei moduli.

I materiali utilizzati saranno di prima qualità e terranno conto dell'eventuale atmosfera aggressiva presente nei siti di realizzazione.

8 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI ELETTRICI

Per i dati della radiazione solare, umidità relativa, temperature medie e valutazione impatto grandine sono state considerate le apposite norme CEI ed UNI in vigore.

Non esiste nessun impedimento strutturale per la corretta installazione dei moduli fotovoltaici e di tutti i componenti necessari per il corretto funzionamento dell'impianto.

Per il dimensionamento dell'impianto si è fatto riferimento alla norma CEI 64-8/7.

In particolare, per quanto riguarda le condizioni ambientali:

- i moduli fotovoltaici sono componenti intrinsecamente costruiti per alloggiamento all'esterno;
- le apparecchiature di protezione e manovra presenti localmente nei campi saranno protette con involucri aventi idoneo grado di protezione;
- i cablaggi saranno realizzati con cavi in gomma etilenpropilenica a doppio strato, per posa all'esterno/interrata.

Per quanto riguarda invece i parametri elettrici:

- i componenti lato c.c. verranno scelti tenendo soprattutto in considerazione le tensioni elevate in gioco, con particolare attenzione ai sistemi di sezionamento, opportunamente dedicati, per via della difficoltà di rottura dell'arco elettrico in corrente continua, più stabile di quello in alternata, venendo meno lo zero dell'onda sinusoidale;
- i componenti elettrici lato a.c. bassa tensione sono stati scelti in relazione a una tensione concatenata di 400V;
- il sistema di misura dell'energia sarà dotato di idonei trasformatori di misura per ridurre le correnti dell'ordine di grandezza delle centinaia di ampère a quello di alcuni ampère.

8.1 POTENZA NOMINALE DELL' IMPIANTO

La potenza nominale complessiva dell'impianto risulta essere di 37.481,04 kWp con l'impiego di 52.057 moduli di potenza nominale di 720 Wp.

La tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione risulterà pari alla somma delle tensioni in condizioni STC dei singoli pannelli collegati in serie (stringa). La tensione in corrente alternata in uscita dal gruppo di conversione dalla corrente continua risulta di 800Vca - 50 Hz.

9 DATI DI PROGETTO

9.1 CARATTERISTICHE IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO

Tipologia	Fotovoltaico
Potenza Area A	11.819.520 Wp
Potenza Area B	9.584.640 Wp
Potenza Area C	7.464.960 Wp
Potenza Area D	8.611.920 Wp
Totale	37.481.040 Wp
Nuovo / trasformazione / ampliamento	Nuovo impianto

9.2 CARATTERISTICHE FISICHE AREE IMPIANTO

Superficie occupata	
Area A	~ 15 ettari
Area B	~ 12,2 ettari
Area C	~ 9,3 ettari
Area D	~ 10,5 ettari
Totale	~ 47 ettari
Superficie occupata dai moduli	
Area A	51.053,76 m ²
Area B	41.400,3 m ²
Area C	32.244,48 m ²
Area D	37.198,71 m ²
Totale	161.897,25 m²
Numero moduli FV	
Area A	16.416
Area B	13.312
Area C	10.368
Area D	11.961
Totale	52.057
Inclinazione moduli FV (Tilt)	0°
Orientamento moduli FV (Azimut)	
Area A	18°
Area B	16°
Area C	11°
Area D	26°
Tipologia tecnologica moduli	Silicio monocristallino

Tipologia strutture di sostegno	Profili di acciaio zincato
Tipologia locali controllo, conversione	Locale tecnico prefabbricato
Ventilazione locale tecnico	Naturale/Forzata
Posizionamento gruppo/i di conversione	All'interno del locale tecnico
Posizionamento quadri CC	In prossimità delle stringhe servite
Posizionamento cabina trafo	All'interno del locale tecnico

9.3 CARATTERISTICHE ELETTRICHE IMPIANTO

Tipologia di rete al punto di consegna	Media tensione trifase
Tensione nominale	20kV
Tipo collegamento	Nuova utenza
Presa Numero	/
Potenza Disponibile	/
Misura dell'energia	Richiesta al distributore
P. nominale max del generatore (CC)	
Area A	11.819,52 kWp
Area B	9.584,64 kWp
Area C	7.464,96 kWp
Area D	8.611,92 kWp
P. max erogata al punto di consegna (CA)	
Area A	9.450 kWp
Area B	7.840 kWp
Area C	6200 kWp
Area D	7130 kWp
Tensione nominale al punto di consegna	20kV

9.4 POSIZIONAMENTO SITI DI INSTALLAZIONE

AREA A

Località	Via Zona Industriale, SNC
Comune	Villadose
Provincia	Rovigo
Latitudine	45° 04'00.21"N
Longitudine	11° 55'52.93"E

AREA B

Località	Via Zona Industriale, SNC
Comune	Villadose
Provincia	Rovigo
Latitudine	45° 03' 33.63"N
Longitudine	11° 55' 06.54"E

AREA C

Località	Via G. Rossini, SNC
Comune	Ceregnano
Provincia	Rovigo
Latitudine	45° 03' 16.88"N
Longitudine	11° 55' 44.89"E

AREA D

Località	Via G. Rossini, SNC
Comune	Ceregnano
Provincia	Rovigo
Latitudine	45° 02' 59.77"N
Longitudine	11° 55' 55.16"E

9.5 CARATTERISTICHE FISICHE SITI

Condizioni dei terreni	Terreni pianeggianti
Tipi di terreno	Agricoli
Presenza polvere	Si (da terreno)
Esposizione a fenomeni atmosferici	Si
Presenza corpi estranei visibili	No
Strutture preesistenti	No
Ombreggiamenti	No
Vegetazione alto fusto	No

9.6 CARATTERISTICHE DEI MATERIALI

Per i dati e le caratteristiche tecniche dei materiali utilizzati per la realizzazione dell'impianto si rimanda alle schede tecniche degli stessi ed agli elaborati grafici allegati alla presente.

10 PRESTAZIONI DEL SISTEMA

L'impianto è dimensionato in modo tale da costituire quattro campi agrifotovoltaici della potenza complessiva (lato corrente continua) di 37.481,04 kWp.

La produzione media annua di energia prevista risulta pari a 59.405.348,1 kWp.

11 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

11.1 CONFIGURAZIONE AREA A

L'Area A sarà composta da 16.416 moduli fotovoltaici raggruppati in stringhe da 27 moduli. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua con il parallelo delle stringhe tramite gli inverter di stringa che trasformeranno la corrente continua in alternata a 800V.

Data l'estensione dell'area ed al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è prevista la suddivisione delle 608 stringhe in 27 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 350 kWp, che saranno poi raccolti ai trasformatori in resina 0,8/20 kV posizionati nei 6 skid di trasformazione.

Gli skid di trasformazione, contenenti i 6 trasformatori in resina, saranno poi collegati tramite gli elettrodotti interrati al locale utente 2 che a sua volta sarà collegato tramite un elettrodotto interrato al locale utente 1.

I gruppi di misura fiscale, connessi mediante TA appositi, saranno collocati in comparti dedicati.

Sono stati previsti gruppi di continuità di potenza adeguata ai servizi di emergenza relativi agli ausiliari MT/BT. La configurazione descritta è visionabile negli unifilari allegati.

Si precisa che le informazioni riportate potranno essere aggiornate in fase di progettazione esecutiva al fine di conseguire una complessiva ottimizzazione mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologicamente più avanzate.

11.2 CONFIGURAZIONE AREA B

L'Area B sarà composta da 13.312 moduli fotovoltaici raggruppati in stringhe da 26 moduli. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua con il parallelo delle stringhe tramite gli inverter di stringa che trasformeranno la corrente continua in alternata a 800V.

Data l'estensione dell'area ed al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è prevista la suddivisione delle 512 stringhe in 7 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 320 kWp e 16 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 350 kWp, che saranno poi raccolti ai trasformatori in resina 0,8/20 kV posizionati nei 6 skid di trasformazione.

Gli skid di trasformazione, contenenti i 6 trasformatori in resina, saranno poi collegati tramite gli elettrodotti interrati al locale utente di zona denominati Locale utente B1.1, Locale utente B1.2 e Locale utente B2.

I gruppi di misura fiscale, connessi mediante TA appositi, saranno collocati in comparti dedicati.

Sono stati previsti gruppi di continuità di potenza adeguata ai servizi di emergenza relativi agli ausiliari MT/BT. La configurazione descritta è visionabile negli unifilari allegati.

Si precisa che le informazioni riportate potranno essere aggiornate in fase di progettazione esecutiva al fine di conseguire una complessiva ottimizzazione mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologicamente più avanzate.

11.3 CONFIGURAZIONE AREA C

L'Area C sarà composta da 10.368 moduli fotovoltaici raggruppati in stringhe da 27 moduli. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua con il parallelo delle stringhe tramite gli inverter di stringa che trasformeranno la corrente continua in alternata a 800V.

Data l'estensione dell'area ed al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è prevista la suddivisione delle 384 stringhe in 15 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 320 kWp e 4 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 350 kWp, che saranno poi raccolti ai trasformatori in resina 0,8/20 kV posizionati nei 4 skid di trasformazione.

Gli skid di trasformazione, contenenti i 4 trasformatori in resina, saranno poi collegati tramite gli elettrodotti interrati al locale utente consegna.

I gruppi di misura fiscale, connessi mediante TA appositi, saranno collocati in compartimenti dedicati.

Sono stati previsti gruppi di continuità di potenza adeguata ai servizi di emergenza relativi agli ausiliari MT/BT. La configurazione descritta è visionabile negli unifilari allegati.

Si precisa che le informazioni riportate potranno essere aggiornate in fase di progettazione esecutiva al fine di conseguire una complessiva ottimizzazione mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologicamente più avanzate.

11.4 CONFIGURAZIONE AREA D

L'Area D sarà composta da 11.961 moduli fotovoltaici raggruppati in stringhe da 27 moduli. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua con il parallelo delle stringhe tramite gli inverter di stringa che trasformeranno la corrente continua in alternata a 800V.

Data l'estensione dell'area ed al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è prevista la suddivisione delle 443 stringhe in 19 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 320 kWp e 3 inverter di stringa con una potenza nominale ciascuno di 350 kWp, che saranno poi raccolti ai trasformatori in resina 0,8/20 kV posizionati nei 5 skid di trasformazione.

Gli skid di trasformazione, contenenti i 5 trasformatori in resina, saranno poi collegati tramite gli elettrodotti interrati al locale utente consegna.

I gruppi di misura fiscale, connessi mediante TA appositi, saranno collocati in compartimenti dedicati.

Sono stati previsti gruppi di continuità di potenza adeguata ai servizi di emergenza relativi agli ausiliari MT/BT. La configurazione descritta è visionabile negli unifilari allegati.

Si precisa che le informazioni riportate potranno essere aggiornate in fase di progettazione esecutiva al fine di conseguire una complessiva ottimizzazione mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologicamente più avanzate.

11.5 TIPI DI CONDUTTORI

Le linee di cablaggio in corrente continua, dai moduli fino agli inverter di stringa, saranno posate a vista (agganciate alla struttura) e in alcuni tratti saranno interrati e avranno le seguenti caratteristiche:

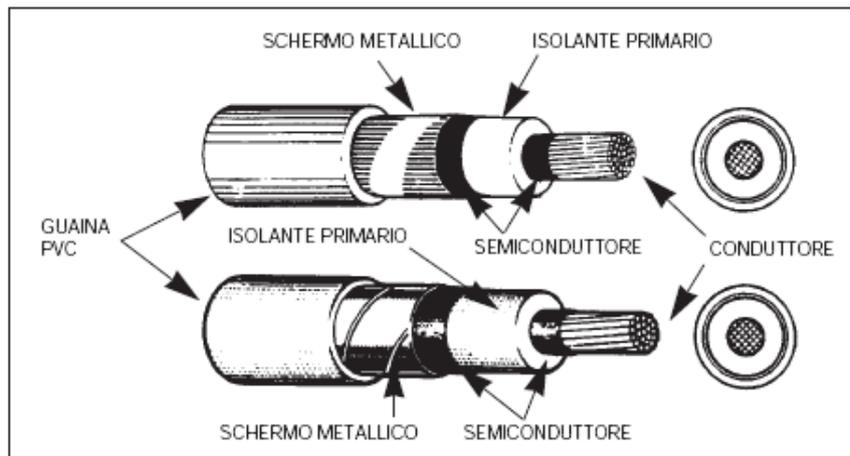
- tipo unipolare;
- conduttori in rame stagnato tipo corda flessibile a sezione rotonda;
- isolamento in gomma reticolata di qualità Z2;
- guaina esterna in gomma reticolata Z2;
- sigla **H1Z2Z2-K -1,5/1,5KV (CC)**.

Le linee di cablaggio in corrente continua, dagli inverter di stringa ai gruppi di conversione dell'energia interni alle cabine, saranno di tipo interrato, ed avranno le seguenti caratteristiche:

- tipo unipolare per sezioni >25mm²;
- conduttori in alluminio tipo corda flessibile a sezione rotonda;
- isolamento in gomma etilenpropilenica di qualità G16;
- guaina esterna in - PVC;
- sigla **ARG16R16 1500Vcc - 0,6/1,0KV**.

Le linee/condotti di cablaggio dai gruppi di conversione dell'energia ai trasformatori saranno fornite insieme al sistema convertitore/trafo.

I circuiti in **media tensione** saranno realizzati con cavi, del tipo "non propagante l'incendio", provvisti di conduttori in rame ed aventi un adeguato livello di tensione di isolamento del tipo **RG16H1M1** (figura sottostante).



- tipo uni/tripolare;
- conduttori in alluminio tipo corda rigida a sezione rotonda;
- isolamento in gomma etilenpropilenica di qualità G16;
- schermo in rame;
- guaina esterna in PVC;
- sigla **RG16H1M1 - 12/20KV**.

11.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI

Per la determinazione della portata di cavi con posa interrata si fa riferimento alla norma CEI UNEL 35026; la portata espressa in Ampere di un cavo interrato è pari a:

$$I_z = I_o K1 K2 K3 K4$$

Dove I_o è la portata del cavo in Ampere a una determinata sezione a un certo tipo di isolante e a un determinato modo di installazione; essa è pari a I_z quando tutti i fattori di correzione sono unitari ossia quando:

- **K1:** coeff. di temperatura - vale 1 quando la temperatura del terreno è 20°C;
- **K2:** coeff. di raggruppamento - vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari;
- **K3:** coeff. di profondità - vale 1 quando la profondità di posa è 0,8m;
- **K4:** coeff. del terreno - vale 1 quando la resistività termica del terreno è 1,5Km/W.

Dalla tabella riportata nella norma CEI-UNEL 35026, scegliendo una certa sezione per il conduttore, si ricava la sua portata I_o . Moltiplicando quest'ultima per i fattori di correzione si ottiene la I_z .

Per considerare accettabile la sezione del conduttore scelta, la I_z risultante dovrà essere maggiore della corrente I_b di impiego che è solita transitare nella conduttura. Se la I_z dovesse risultare minore della corrente di impiego è necessario selezionare una sezione di cavo superiore e ripetere la stessa verifica.

Lo stesso metodo di calcolo si applica anche per i cavi alloggiati in canale metallica in aria libera dove però i fattori ambientali sono:

- **K1:** coeff. di temperatura - vale 1 quando la temperatura ambiente è 20°C;
- **K2:** coeff. di raggruppamento - vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari.

11.7 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

Con le sezioni stabilite in base alla corretta dissipazione termica è necessario verificare che lungo i circuiti non vi siano cadute di tensioni maggiori del 4% della tensione di esercizio come indicato dalla CEI 64/8. In particolare utilizzeremo il metodo della “caduta di tensione unitaria” e, facendo riferimento alla tabella CEI UNEL 35023, assumeremo che la caduta di tensione ΔV sul circuito considerato non superi il 4%.

La formula per il calcolo della generica caduta di tensione lungo una tratta elettrica è la seguente:

$$\Delta V = U \cdot I \cdot L / 1.000 < 4\% \text{ dove}$$

- U è la caduta di tensione unitaria tabulata nella CEI-UNEL 35023 [mV/A m]
- L è la lunghezza del cavo [m]
- I è la corrente nel cavo [A]

Nel caso in cui la caduta di tensione su un tratto/circuito sia superiore al 4% è necessario selezionare una sezione maggiore per il/i conduttore/conduttori e ripetere la verifica.

11.8 CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO

L'impianto fotovoltaico è un generatore di corrente. In caso di cortocircuito, conformemente alle caratteristiche dei moduli utilizzati, gli impianti dal lato c.c. produrrà al massimo il 10% in più della sua corrente nominale.

In caso di cortocircuito di rete, abbassandosi la tensione, sia le protezioni di interfaccia dell'inverter che la protezione di interfaccia generale interverranno in brevissimo tempo, non consentendo di sostenere la corrente di cortocircuito all'inverter.

La corrente di cortocircuito dell'**Area A** sul lato MT viene, considerando:

- un aumento del 50% della corrente nominale dell'inverter lato AC durante il transitorio.
Sul lato in bassa tensione il contributo è quindi pari a 10,23 kA in uscita dall'inverter;
- che l'inverter non può erogare più della potenza producibile dal lato FV, decurtata delle opportune perdite;
- una potenza nominale dell'inverter di 9450,00 kW lato AC;

All'ingresso dei trasformatori, supponendo nulle le perdite tra inverter e trasformatore stesso, si avrebbe una corrente di corto circuito massima pari a 10230,3 A.

Complessivamente all'uscita dei trasformatori, e dunque all'ingresso del locale utente, la corrente di corto circuito presunta erogata dai generatori vale quindi:

- $I_{cc_out} = I_{cc_in} \times \sqrt{3} / (V1 / V2) = 10230,3 \times 1,732 / (20000 / 800) = 708,76 \text{ A}$

La corrente di cortocircuito dell'**Area B** sul lato MT viene, considerando:

- un aumento del 50% della corrente nominale dell'inverter lato AC durante il transitorio.
Sul lato in bassa tensione il contributo è quindi pari a 8,49 kA in uscita dall' inverter;
- che l'inverter non può erogare più della potenza producibile dal lato FV, decurtata delle opportune perdite;
- una potenza nominale dell'inverter di 7840,00 kW lato AC;

All'ingresso dei trasformatori, supponendo nulle le perdite tra inverter e trasformatore stesso, si avrebbe una corrente di corto circuito massima pari a 8486,85 A.

Complessivamente all'uscita dei trasformatori, e dunque all'ingresso del locale utente, la corrente di corto circuito presunta erogata dai generatori vale quindi:

- $I_{cc_out} = I_{cc_in} \times \sqrt{3} / (V1 / V2) = 8486,85 \times 1,732 / (20000 / 800) = 587,97 \text{ A}$

La corrente di cortocircuito dell'**Area C** sul lato MT viene, considerando:

- un aumento del 50% della corrente nominale dell'inverter lato AC durante il transitorio.
Sul lato in bassa tensione il contributo è quindi pari a 6,71 kA in uscita dall' inverter;
- che l'inverter non può erogare più della potenza producibile dal lato FV, decurtata delle opportune perdite;
- una potenza nominale dell'inverter di 6200,00 kW lato AC;

All'ingresso dei trasformatori, supponendo nulle le perdite tra inverter e trasformatore stesso, si avrebbe una corrente di corto circuito massima pari a 6710,85 A.

Complessivamente all'uscita dei trasformatori, e dunque all'ingresso del locale utente, la corrente di corto circuito presunta erogata dai generatori vale quindi:

- $I_{cc_out} = I_{cc_in} \times \sqrt{3} / (V1 / V2) = 6710,85 \times 1,732 / (20000 / 800) = 464,93 \text{ A}$

La corrente di cortocircuito dell'**Area D** sul lato MT viene, considerando:

- un aumento del 50% della corrente nominale dell'inverter lato AC durante il transitorio.
Sul lato in bassa tensione il contributo è quindi pari a 7,72 kA in uscita dall' inverter;
- che l'inverter non può erogare più della potenza producibile dal lato FV, decurtata delle opportune perdite;
- una potenza nominale dell'inverter di 7130,00 kW lato AC;

All'ingresso dei trasformatori, supponendo nulle le perdite tra inverter e trasformatore stesso, si avrebbe una corrente di corto circuito massima pari a 7717,35 A.

Complessivamente all'uscita dei trasformatori, e dunque all'ingresso del locale utente, la corrente di corto circuito presunta erogata dai generatori vale quindi:

- $I_{cc_out} = I_{cc_in} \times \sqrt{3} / (V1 / V2) = 7717,35 \times 1,732 / (20000 / 800) = 534,66 \text{ A}$

11.9 PROTEZIONE CONTRO IL SOVRACCARICO

I cavi di alimentazione saranno protetti contro il sovraccarico mediante interruttori automatici opportunamente dimensionati. In particolare gli interruttori verranno scelti e regolati seguendo le prescrizioni della CEI 64/8:

1. il dispositivo non interverrà per valori minori della corrente di impiego e la sua corrente nominale sarà inferiore alla portata del cavo.
2. il massimo sovraccarico ammissibile sarà pari al 45% per un tempo t_c pari ad 1h (tempo caratteristico di intervento del relè termico del dispositivo).

Le condizioni sopra descritte sono sintetizzate dalle seguenti disuguaglianze:

- a. $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b. $I_f \leq 1,45 \cdot I_z$

Dove:

- I_b : corrente di impiego del circuito;
- I_z : portata in regime permanente della conduttura;
- I_n : corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_f : corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

In generale si sceglieranno dispositivi per i quali:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_n$$

In modo che rispettando la disuguaglianza "a" sarà automaticamente verificata la "b". In particolare, per la parte in bassa tensione c.c. si regolerà I_f pari a $1,05I_n$, mentre per la parte in bassa tensione c.a. si regolerà I_f pari a $1,10I_n$.

11.10 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

La protezione delle condutture contro il corto circuito verrà garantita grazie ad interruttori automatici. Tali dispositivi verranno installati all'inizio della conduttura da proteggere in modo tale da interrompere, in un tempo inferiore a quello che porterebbe i conduttori alla temperatura limite ammissibile, tutte le correnti provocate da un corto circuito, che si presenti in un punto qualsiasi del circuito. Nel caso di impianti attivi è sempre necessario considerare che l'eventuale corto circuito su una conduttura dell'impianto stesso non viene alimentato solo dalla rete alla quale si è connessi, ma viene alimentato anche dai generatori che costituiscono l'impianto di produzione elettrica. Essendo però il generatore fotovoltaico schematizzabile come generatore di corrente, piuttosto che come generatore di tensione, il contributo alla corrente di corto circuito che esso è in grado di dare risulta di modesta entità. Come già detto nel paragrafo precedente, la massima quantità di corrente che il generatore è in grado di erogare è limitata dalla natura stessa del componente fotovoltaico ed è stimabile in un 10% in più della sua corrente nominale.

In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale. Essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi. Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo. Operativamente occorre rispettare la seguente disuguaglianza:

$$\int i^2 dt \leq K^2 S^2 \text{ per } I_a \leq I_{cc} \leq I_b$$

Ovvero, si confronterà la caratteristica dell'energia specifica passante del dispositivo in funzione della corrente presunta di corto circuito con il termine $K^2 S^2$ (energia specifica tollerabile dal cavo). In generale tale disuguaglianza è valida solo per un certo range di valori della corrente presunta di corto circuito e, pertanto, si verificherà che la corrente di guasto trifase ad inizio linea (caso di corto circuito più gravoso) e la corrente di guasto monofase a fine linea (caso di corto circuito meno gravoso) siano comprese in tale range:

- I_{cc} caso di corto circuito più gravoso $\leq I_a$ (potere di interruzione massimo);
- I_{cc} caso di corto circuito meno gravoso $\geq I_b$ (potere di interruzione minimo).

Per la determinazione della corrente di corto circuito si useranno le seguenti formule:

corto circuito trifase:

$$I_{cc} = E_0 / \sqrt{(R_R + R_F)^2 + (X_R + X_F)^2}$$

corto circuito fase-fase:

$$I_{cc} = \sqrt{3} / 2 \cdot E_0 / \sqrt{(R_R + R_F)^2 + (X_R + X_F)^2}$$

corto circuito fase-neutro:

$$I_{cc} = E_0 / \sqrt{(R_R + R_F + R_N)^2 + (X_R + X_F + X_N)^2}$$

Dove

- E_0 è la tensione di fase;
- R_R e X_R sono la resistenza e la reattanza della rete a monte, considerata come un generatore di tensione equivalente di forza elettromotrice E_0 ;
- R_F e X_F sono la resistenza e la reattanza del conduttore di fase fino al punto di corto circuito;
- R_N e X_N sono la resistenza e la reattanza del conduttore di neutro fino al punto di corto circuito.

Il calcolo effettivo delle correnti di guasto e la verifica delle protezioni attraverso le loro curve caratteristiche viene rimandata, come suggerito dalla CEI 0-2, in fase di progettazione esecutiva, poiché attualmente non si dispone del valore dell'impedenza di rete nel punto di consegna. Si consideri però che tali verifiche sono del tutto formali poiché le attuali protezioni in commercio sono in grado di individuare e interrompere le comuni correnti di corto circuito, aventi solitamente valori compresi tra i 10 e i 90KA.

11.11 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI/INDIRETTI

Per quanto riguarda la protezione dei contatti diretti, si isoleranno a regola d'arte tutte le parti attive, al fine di impedire che le persone possano venire accidentalmente in contatto con il circuito elettrico. I moduli fotovoltaici, pur essendo componenti in Classe II, si considerano sotto tensione anche quando il sistema risulta distaccato dal lato in corrente alternata.

Per quanto riguarda i contatti indiretti, tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico, non in tensione, ma che vi si potrebbero trovare in caso di scariche sulle carcasse o per difetto di isolamento, saranno poste a terra mediante un impianto di terra coordinato con dispositivi di protezione differenziali.

La misura di protezione adottata nell'impianto da realizzare sarà di tipo totale ed attuata mediante:

- Isolamento delle parti attive per i conduttori elettrici;
- Involucri e barriere per i quadri e le altre apparecchiature elettriche.

Il grado di protezione elettrico degli involucri e delle barriere utilizzati dovrà essere minimo IP20B; per le superfici superiori orizzontali degli involucri dovrà essere minimo IP50D.

11.12 IMPIANTO DI TERRA

Per ogni singola area di progetto, l'impianto di terra presente sarà in configurazione TN-S con il neutro, corrispondente al centro stella del trasformatore lato BT, posto a terra in cabina. Il conduttore di protezione verrà poi distribuito su tutta l'estensione dell'area.

Per determinare la sezione del conduttore di protezione S_p sui vari tratti di circuito si seguono le seguenti prescrizioni della CEI 64/8:

- Per $S \leq 16$ deve essere $S_p = S$
- Per $16 \leq S \leq 35$ deve essere $S_p = 16$
- Per $S \geq 35$ deve essere $S_p = S/2$ con valori approssimati per eccesso

Nei casi in cui il conduttore di protezione non fa parte della stessa terna dei conduttori di fase la sua sezione non sarà inferiore a $2,5 \text{ mm}^2$.

Per il dispersore di terra attorno alle cabine e per le strutture si utilizzerà una corda di rame nudo di spessore 35 mm^2 .

11.13 DISPOSITIVI DIFFERENZIALI

Il coordinamento delle protezioni differenziali con l'impianto di terra sarà realizzato in base alla norma CEI 64-8 che prescrive il soddisfacimento della seguente relazione:

$$I_a \leq U_0 / Z_s$$

Dove:

- I_a è la corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro un tempo definito (corrente differenziale nominale del dispositivo);
- U_0 è il valore efficace tra fase e terra della tensione nominale, pari alla tensione di fase essendo il neutro a terra;
- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprendente la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto e il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente.

Per il calcolo di Z_s si fa riferimento alla seguente formula\

$$Z_s = \sqrt{(R_S + R_F + R_{PE})^2 + (X_S + X_F + X_{PE})^2}$$

Dove:

- R_S e X_S sono la resistenza e la reattanza della sorgente, considerata come un generatore di tensione equivalente di forza elettromotrice U_0 ;
- R_F e X_F sono la resistenza e la reattanza del conduttore di fase fino al punto di guasto;
- R_{PE} e X_{PE} sono la resistenza e la reattanza del conduttore di protezione fino al punto di guasto.

Operativamente occorre scegliere i dispositivi differenziali in maniera tale che la loro corrente di apertura sia sempre minore o uguale alla corrente di dispersione in grado di circolare lungo l'anello di guasto. Per il calcolo effettivo delle correnti di dispersione si rimanda alla fase di progetto esecutivo/costruttivo, in cui si avranno informazioni più precise riguardo l'impedenza delle sorgenti in esame.

11.14 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PRINCIPALI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

11.14.1 DISPOSITIVO GENERALE E DI INTERFACCIA (DG E DDI)

Il dispositivo generale sarà conforme alle prescrizioni dell'ultima normativa CEI 0-16. Esso avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica.

In particolare, sarà un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura e verrà posizionato a valle del gruppo di misura dell'energia.

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni, tra le quali in particolare:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;

- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire la separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione in caso di perdita di rete deve essere installato un ulteriore dispositivo detto Dispositivo di Interfaccia (DDI). Esso sarà un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione.

11.14.2 SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE ASSOCIATO AL DISPOSITIVO GENERALE (SPG)

L'SPG contribuisce alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio. Esso è composto da:

- Trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- Relè di protezione con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore.

I trasduttori forniscono grandezze ridotte al relè che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:
 - $I >$ (sovraccarico), valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;
 - $I >>$ (soglia 51, con ritardo intenzionale), val. 250A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500ms;
 - $I >>>$ (soglia 50, istantanea); val. 600A; tempo di estinzione della sovracorrente: 120ms.
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia (da valutare col distributore).

Per le regolazioni delle protezioni sopra descritte si rimanda alla CEI 0-16.

11.14.3 SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA ASSOCIATO AL DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (SPI)

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare, i quali implementano le seguenti protezioni:

1. massima tensione (2 soglie);
2. minima tensione (2 soglie);
3. massima frequenza (2 soglie);
4. minima frequenza (2 soglie);
5. massima tensione omopolare V0 lato MT (ritardata);
6. protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione).

Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:

- dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
- direttamente da tensioni concatenate BT.

L'intervento di un qualsiasi relè determinerà l'apertura del dispositivo di interfaccia. Le regolazioni delle protezioni avverranno sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete si provvederà un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione.

Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agirà sul dispositivo generale, con ritardo non eccedente 1s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. La soluzione prescelta dovrà essere comunque approvata dal Distributore.

Esso incorpora i relè responsabili per le seguenti protezioni:

- MIN-MAX TENSIONE (27-59)
- MANCANZA TENSIONE (27T)
- PRESENZA TENSIONE (59T)
- MAX TENSIONE OMOPOLARE (59N)
- MIN-MAX CORRENTE (50-51)
- MASSIMA CORRENTE DIREZIONALE (67)
- MASSIMA CORRENTE DIREZIONALE DI TERRA (67N)
- MIN-MAX CORRENTE OMOPOLARE (50N-51N)
- MIN-MAX FREQUENZA (81)
- DERIVATA DI FREQUENZA (81R)
- SALTO DI FASE (DPHI)

11.14.4 CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO (CCI)

Apparato le cui funzioni principali sono il monitoraggio dell'impianto, lo scambio dati fra l'impianto e il DSO ed eventuali ulteriori attori abilitati, ed inoltre la regolazione e il controllo dell'impianto stesso.

Il CCI è un apparato i cui compiti principali sono:

- Svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete.
- Coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete (nel seguito PdC), nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo (funzionalità di regolazione e comando);

11.15 SELETTIVITÀ DELLE PROTEZIONI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Ogni singola area dell'impianto di progetto verrà coordinata in maniera che, in caso di corto circuito o di dispersione verso terra, intervenga la protezione subito a monte del guasto. Così facendo, in caso di guasto, viene scollegata solo la parte di impianto dove il problema si presenta, lasciando il resto del sistema in modalità normale. In particolare, per guasti di tipo differenziale la porzione minima di impianto che viene scollegata è la metà del campo mentre per guasti riconducibili a corto circuito è possibile isolare anche la singola stringa.

In caso di corto circuito le protezioni interverranno in quest'ordine:

- fusibile di stringa
- interruttore sul parallelo in corrente continua
- interruttore integrato nell'inverter
- protezione di generatore
- protezione di interfaccia

- protezione generale
- protezione di linea

In caso di dispersione verso terra le protezioni interverranno in quest'ordine:

- interruttore integrato nell'inverter
- protezione generale
- protezione di linea

11.16 PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

I campi agrifotovoltaici in oggetto non alterano la morfologia dei terreni nei quali sono installati, e non rappresentano il punto più alto delle masse metalliche presenti. Inoltre, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, direttamente conficcate nel terreno, costituiscono un dispersore di fatto. Detto questo si può ritenere che le aree possano ritenersi autoprotettive. Utilizzeremo dei limitatori di sovratensione a protezione delle apparecchiature sensibili. Gli inverter di stringa hanno tali limitatori di sovratensione già integrati. Per maggiori informazioni fare riferimento agli schemi progettuali ed ai fascicoli tecnici dei detti dispositivi.

11.17 VALUTAZIONE CAMPI ELETTROMAGNETICI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'apporto di un impianto fotovoltaico in esercizio ai valori di campo elettrico ed induzione magnetica normalmente presenti nell'ambiente si considera marginale.

Gli apparati che costituiscono l'impianto fotovoltaico sono rispondenti ai requisiti normativi in materia di compatibilità elettromagnetica in accordo agli articoli 7, 9, 10 e 11 del DLgs n° 194/2007. I certificati dei Costruttori in materia di compatibilità elettromagnetica verranno allegati per tutti i componenti in fase di progettazione esecutiva.

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue per cui la generazione di campi variabili può essere limitata solamente a dei brevi transitori. Per tale componente non sono quindi previste prove di compatibilità elettromagnetica.

Il modello di inverter scelto possiede le necessarie certificazioni di immunità dai disturbi elettromagnetici esterni e di ridotta emissione di interferenze elettromagnetiche verso altri dispositivi elettronici vicini. In particolare, l'inverter scelto possiede la certificazione di rispondenza alle seguenti normative di compatibilità elettromagnetica:

- CEI EN 50273 (CEI 95-9)
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65)
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10)
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28)
- CEI EN 55022 (CEI 110-5)
- CEI EN 55011 (CEI 110-6)

La presenza dei cavi di media tensione schermati e interrati non rappresenta una fonte di emissione apprezzabile, in più, la mutua induzione provocata dalla vicinanza dei conduttori delle linee in cavo riduce il campo magnetico a valori prossimi allo zero.

Infine, l'ubicazione dei trasformatori BT/MT fa sì che anche il loro contributo ai fini dell'inquinamento elettromagnetico possa venire ignorato.

11.18 CABINA ELETTRICA DI CONSEGNA

11.18.1 APPARECCHIATURE ALLOGGiate

La cabina elettrica presente in ogni campo agrifotovoltaico che compone l'impianto di progetto, contiene la strumentazione elettrica necessaria alla trasformazione ed alla immissione in rete dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico. In particolare la cabina di trasformazione contiene i quadri di parallelo in corrente alternata, il trasformatore elevatore BT/MT e il quadro di media tensione per il sezionamento e messa a terra del trasformatore. Per le dimensioni dei fabbricati e l'esatto posizionamento delle apparecchiature fare riferimento agli allegati grafici.

Nella disposizione degli apparati si è avuto cura di non ammassarli gli uni contro gli altri e lasciare sul retro di ognuno di essi sufficiente spazio per le lavorazioni e l'attestazione dei cavi di potenza. La cabina di consegna presenta le stesse caratteristiche costruttive di quella di trasformazione.

Tale fabbricato è suddiviso mediante compartimentazione a parete in 2 zone: un locale misure e un locale di consegna. Ovviamente non è possibile transitare da una zona all'altra poiché il locale misure e quello di consegna sono a disposizione del distributore ed hanno accesso indipendente. Nel locale consegna verrà installato l'impianto di consegna (protezione e sezionamento).

11.18.2 TIPOLOGIA COSTRUTTIVA E STATICA

Le cabine sono di tipo prefabbricato monoblocco in cemento armato vibrato accoppiate a vasche di fondazione prefabbricate poggiate su uno strato di 15 cm di magrone di fondazione o sabbia compattata, a seconda della consistenza del terreno. Il terreno sottostante verrà livellato per offrire un piano di appoggio ottimale per l'installazione.

La compartimentazione è costituita da pannelli in calcestruzzo di spessore pari a 10cm per il pavimento, 9cm per le pareti e 8cm per il solaio, equipaggiati con un'armatura interna costituita da doppia rete elettrosaldata e da ferro nervato. Tale soluzione comporta il notevole vantaggio di limitare al minimo le opere edili classiche e di consentire la rimozione del monoblocco e una sua reinstallazione in altro luogo. Dal punto di vista statico la copertura è dimensionata in modo da sopportare sovraccarichi accidentali di 400Kg/m². La pavimentazione invece è dimensionata in modo da sopportare un carico permanente di 500Kg/m² e carichi concentrati dell'entità delle apparecchiature alloggiate. L'impermeabilizzazione della struttura è garantita grazie all'uso di calcestruzzo additivato con componente impermeabilizzante e super fluidificante e tramite il trattamento della superficie esposta all'esterno con una mano di primer, con la

successiva applicazione a caldo di una guaina bituminosa (spessore 4mm). Le pareti esterne saranno protette dagli agenti atmosferici mediante tinteggiatura con pitture al quarzo e si eviterà che parti della struttura di sollevamento o montaggio rimangano esposte a fenomeni di ossidazione.

11.18.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI

La fondazione prefabbricata è dotata di numerosi fori a sottopavimento in modo da consentire il passaggio dei cavi BT ed MT. Inoltre il pavimento sarà predisposto di appositi cavedi e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.

11.18.4 ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione presente nelle cabine dell'ente distributore risulta essere composto da 4 punti luce, 3 nel locale del distributore e 1 nel locale misure. Ogni punto luce dovrà avere lampade a tecnologia LED con flusso luminoso da 1000 a 3000 lm.

11.18.5 VENTILAZIONE

Il ricambio dell'aria nelle cabine è garantito attraverso la circolazione naturale tramite appositi torrini e griglie dotate di reti antinsetto installate nelle porte e nelle pareti. Nei locali che raggiungeranno temperature critiche sarà prevista l'eventuale installazione di condizionatori fissi.

11.18.6 SICUREZZA

Sono previste segnalazioni sonore e luminose di emergenza: sirena 97db, interruttore di emergenza con lampada presenza/assenza linea, accessori antinfortunistica secondo D.Lgs. 493/96.

11.19 DESCRIZIONE DEGLI SCAVI

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale verranno, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta.

I cavidotti saranno in materiale isolante ed autoestinguento, del tipo pesante (secondo CEI 23-46). In prossimità di ogni inverter di stringa sarà allestito un pozzetto avente dimensioni minime 60x60x60cm. Le linee di scavo adiacenti alle file di moduli verranno raccolte dalle dorsali. Le dorsali termineranno alle cabine.

Per quanto possibile i percorsi saranno lineari, con una distribuzione simile alla spina di pesce. Ove necessario le dorsali saranno interrate, i pozzetti saranno carrabili.

I pozzetti saranno presenti:

- Vicino ad ogni inverter di stringa;
- All'incrocio tra le linee di scavo e le dorsali;
- Vicino alle cabine.

La dimensione in sezione degli scavi sarà adeguata al numero di tubazioni da interrare.

Tutti gli scavi avranno una profondità di 0,8m e verranno segnalati con opportuno nastro monitore. In corrispondenza di ogni cabina verrà tracciata la maglia di terra, che richiederà uno scavo aggiuntivo all'interno dei lavori di sbancamento. Tutto il materiale di scavo sarà usato per il rinterro e la copertura delle tubazioni/cavi posati.

11.20 ELETTRDOTTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il cavidotto tra il punto di consegna e il punto di immissione dell'energia di un impianto fotovoltaico sarà coerente con le fasce di rispetto e sarà interrato con una profondità minima di 1,0m.

I cavi di collegamento tra il punto di consegna e il punto di immissione dell'energia sono protetti meccanicamente da tale cavidotto.

11.21 IMPIANTI SPECIALI

11.21.1 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA

Ogni area dell'impianto agrifotovoltaico di progetto sarà dotata di un impianto di illuminazione per ciascun ingresso presente costituito da 1 proiettore LED con potenza di 80W, installato su palo metallico ad altezza di 3,0m fuori terra, posto nelle vicinanze del cancello di accesso.

L'impianto d'illuminazione dell'impianto ha solamente la funzione di illuminazione degli accessi durante le operazioni di manutenzione qualora si dovessero prolungare in orario notturno. In condizioni di normale funzionamento, l'impianto verrà mantenuto sempre spento nelle ore diurne e notturne.

11.21.2 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Ogni area dell'impianto agrifotovoltaico di progetto sarà dotata di un impianto di videosorveglianza. Il numero complessivo di telecamere fisse installate è di 184, su altrettanti pali, e sono collegate alla dorsale in fibra ottica tramite convertitori fibra/rame. La fibra ottica presente in ogni area farà capo a uno switch in quadro installato all'interno della cabina, il quale renderà possibile la visione e il controllo da remoto delle immagini.

11.22 RECINZIONE

Lungo il perimetro delle aree dell'impianto agrifotovoltaico di progetto sarà installata una recinzione in rete metallica plastificata a maglia romboidale di colore verde, con altezza pari ad 1,8m e sorretta da pali metallici installati ad un intervallo regolare di 2m. Al fine di consentire il passaggio di piccoli animali e selvaggina presente sul territorio sarà installata con il bordo inferiore rialzato di circa 20cm rispetto alla quota del terreno. Sarà presente un unico cancello di ingresso per ogni area, realizzato in ferro zincato con larghezza pari a 6m.

12 PUNTO DI IMMISSIONE ENERGIA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il punto di immissione in rete di un impianto fotovoltaico è previsto in media tensione, previa interposizione delle dovute apparecchiature di protezione. Nelle vicinanze delle aree in cui sorgerà l'impianto di progetto, si realizzeranno i punti di connessione.

Comunque, lo schema di collegamento tra la cabina di consegna e l'impianto di utente attivo si atterrà al seguente schema:

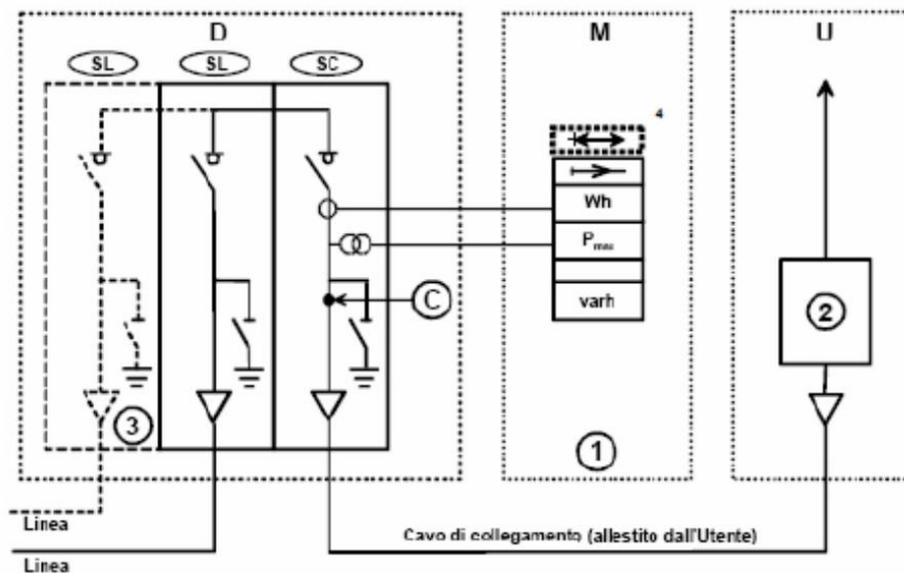


Fig. 1 Schema di collegamento fra la cabina consegna e l'impianto Utente

Legenda:

- D = locale di consegna
- M = locale misura
- U = locale Utente
- SL = scomparto (cella) per linea
- SC = scomparto (cella) per consegna
- C = punto di consegna
- 1 = gruppo misura
- 2 = dispositivo generale dell'Utente
- 3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

Per particolari più accurati si rimanda agli elaborati di progetto allegati.

13 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

L'impianto agrifotovoltaico sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle seguenti condizioni:

- a) $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{stc}$
- b) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$
- c) $P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / I_{stc}$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} , pari a $1000W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.
- P_{tpv} sono le 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.

le prove di cui ai punti a) e b) saranno effettuate in condizioni $I > 600W/ m^2$.